

# 高压交直流混联输电系统

主 编 刘一涛 穆永强

副主编 王春生 高庆忠

電子工業出版社

Publishing House of Electronics Industry

北京 • BEIJING

## 内 容 简 介

本书介绍了高压交直流混联系统的发展及现状,在高压交直流混联系统的框架下阐述了高压交直流混联系统的特性,重点研究了高压直流电网接入对交流系统的影响。主要内容包括:高压交直流混联系统的经济特性分析,高压直流系统接入交流系统的运行方式,高压交直流混联系统故障分析,高压交直流混联电网故障对交流继电保护的影响,高压交直流混联电网直流偏磁的来源与影响,高压交直流混联系统仿真分析。

本书注重理论分析和工程应用,适合作为从事高压交直流混联电力系统的科研、规划、设计和运行人员的参考用书,也适合作为高等学校电力系统专业的参考书。

未经许可,不得以任何方式复制或抄袭本书之部分或全部内容。  
版权所有,侵权必究。

## 图书在版编目(CIP)数据

高压交直流混联输电系统/刘一涛,穆永强主编. —北京:电子工业出版社,2017.12  
ISBN 978-7-121-33455-9

I. ①高… II. ①刘… ②穆… III. ①高压电网—混合输电—输电系统—研究  
IV. ①TM721.3 ②TM727

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2018)第 002847 号

责任编辑:杨秋奎 特约编辑:刘 炯

印 刷:

装 订:

出版发行:电子工业出版社

北京市海淀区万寿路 173 信箱 邮编 100036

开 本:710×1 000 1/16 印张:17 字数:233 千字

版 次:2017 年 12 月第 1 版

印 次:2017 年 12 月第 1 次印刷

定 价:79.00 元

凡所购买电子工业出版社图书有缺损问题,请向购买书店调换。若书店售缺,请与本社发行部联系,联系及邮购电话:(010) 88254888, 88258888。

质量投诉请发邮件至 [zltts@phei.com.cn](mailto:zltts@phei.com.cn), 盗版侵权举报请发邮件至 [dbqq@phei.com.cn](mailto:dbqq@phei.com.cn)。

本书咨询联系方式:(010) 88254694, [liuxl@phei.com.cn](mailto:liuxl@phei.com.cn)。

# 高压交直流混联输电系统 编委会

主 编：刘一涛 穆永强

副主编：王春生 高庆忠

编委会成员：

|     |     |     |     |
|-----|-----|-----|-----|
| 张明理 | 张 楠 | 沈 方 | 常福刚 |
| 杨晓峥 | 鞠英俊 | 高 靖 | 王 勇 |
| 王 征 | 姜 涛 | 李剑峰 | 刘 岩 |
| 张泽宇 | 邓鑫阳 | 陈明丰 | 史 喆 |
| 韩震焘 | 张子信 | 宋卓然 | 刘宏楠 |
| 郭振亚 | 王 森 | 鲍洁秋 | 李亚平 |





# 前言

基于中国能源与需求逆向分布的国情，为了满足更大容量、更远距离的电力传输，发展特高压交直流混合电网已成为中国电网发展的战略方向。从 20 世纪 50 年代末起，中国跟踪世界直流输电技术发展，开始了直流输电技术研究；70 年代在上海建成直流输电试验工程，80 年代末建成舟山直流输电工业性试验工程；1990 年建成葛洲坝—上海高压直流输电工程。经过这些年跨越式的发展，中国高压直流输电技术及其工程应用已经得到飞速发展，常规高压直流输电工程设备已实现国产化。预计到 2020 年，我国建设的直流输电工程将达 50 余项，随着“西电东输”和全国联网的全面实施，交直流混联电力系统的格局已在我国的华南、华东、华北、东北电网中出现，我国已经进入高压交直流混合大电网运行时代，其输送容量之大、落点之密集、运行调控之复杂均属世界罕见。

高压交直流混联系统的出现，给电力系统的运行带来了一系列的新问题，由于直流系统及其控制系统特有的大电流、非线性快速响应特征，交直流混联系统的故障暂态过程的作用机理、故障特征、动态特征与传统交流电力系统有很大差异，它突破了传统电力系统继电保护框架体系的认识。近年来，我国交直流混联系统出现的一系列继电保护不正确动作事故，说明了这一问题的严重性。因此，高压直流系统接入交流电网后，给交流电网带来的一系列影响引起了相关领域的重视，关于高压交直流混联系统的运行特性及故障行为分析的研究工作和工程实践成为该

领域在国内外的热点研究课题，主要研究成果比较零散地分布于各类学术报告和学术论文中，尚未形成一本系统全面的著作。

本书正是在这样的背景下完成的，本书是国内外首先系统论述高压交直流混联系统运行特征及高压直流系统接入对交流电网影响的著作。首先，从基本理论出发，结合实际工程案例，理论联系实际，在充分继承我国在传统电网运行特性及故障分析的基础上重点研究高压交直流混联系统的经济特性、高压直流系统接入交流系统的运行方式及系统故障分析，包括高压交直流混联电网故障对交流继电保护的影响和直流偏磁问题。其次，利用系统建模手段，建立了高压交直流混联系统数学模型，对系统运行特征进行仿真分析。最后，对未来我国高压交直流混联系统的发展及系统运行稳定性的提高提出建议和想法。

本书分为 7 章，第 1 章介绍高压输电的发展，第 2 章重点分析高压交直流输电系统特性与经济分析，第 3 章分析高压交直流混联系统特点及影响，第 4 章针对高压交直流混联电网故障进行分析，第 5 章分析高压交直流混联电网直流偏磁，第 6 章对高压交直流混联电网潮流计算进行分析，第 7 章介绍高压交直流混联电网系统的仿真。

本书在编写过程中得到了许多专家和领导的鼓励和支持，还参阅了一些文献资料。在此，谨对所有文献资料作者、支持并参与本书编写的专家和领导表示由衷的感谢。本书涉及内容广泛，由于作者水平所限，书中难免存在不妥之处，恳请读者不吝指正。

编 者

2017 年 12 月

# 目 录

|                               |    |
|-------------------------------|----|
| 第 1 章 高压输电的发展 .....           | 1  |
| 1.1 电网发展历程 .....              | 3  |
| 1.2 电网互联现状 .....              | 8  |
| 1.3 未来电网发展 .....              | 12 |
| 1.4 特高压输电发展动因 .....           | 16 |
| 1.5 特高压电压等级选择的原则 .....        | 21 |
| 1.6 国外特高压输电发展情况 .....         | 26 |
| 1.7 国内特高压输电发展情况 .....         | 30 |
| 1.7.1 中国特高压交流输电技术的发展 .....    | 30 |
| 1.7.2 中国特高压直流输电技术的发展 .....    | 32 |
| 第 2 章 高压交直流输电系统特性与经济分析 .....  | 37 |
| 2.1 交流输电系统特性 .....            | 39 |
| 2.1.1 可靠性与稳定性 .....           | 39 |
| 2.1.2 输电特性与输电能力 .....         | 41 |
| 2.2 直流输电系统特性 .....            | 47 |
| 2.2.1 可靠性与稳定性 .....           | 47 |
| 2.2.2 输电特性与输电能力 .....         | 49 |
| 2.3 特高压交直流混合电网特征 .....        | 51 |
| 2.4 交直流输电的经济性分析 .....         | 54 |
| 2.4.1 交流特高压/超高压输电的经济性比较 ..... | 54 |
| 2.4.2 交流/直流特高压输电的经济性比较 .....  | 56 |
| 2.5 交流/直流特高压输电的适用场合 .....     | 59 |








|       |                            |     |
|-------|----------------------------|-----|
| 第 3 章 | 高压交直流混联系统特点及影响             | 65  |
| 3.1   | 直流系统接入交流系统的安全稳定            | 67  |
| 3.1.1 | 交流系统对直流系统运行的支撑             | 67  |
| 3.1.2 | 特高压直流系统接入交流系统的方式           | 68  |
| 3.1.3 | 特高压直流系统与交流系统的相互影响          | 70  |
| 3.2   | 交直流混联电网运行特征                | 73  |
| 3.2.1 | 直流电网运行特点                   | 73  |
| 3.2.2 | 受端电网运行特性                   | 79  |
| 3.3   | 交直流混联系统的相互影响               | 81  |
| 3.3.1 | 交直流混联电网相互影响途径              | 81  |
| 3.3.2 | 交直流混联电网相互影响评价              | 82  |
| 3.3.3 | 慢速变化工况                     | 84  |
| 3.3.4 | 快速变化工况                     | 85  |
| 第 4 章 | 高压交直流混联电网故障分析              | 91  |
| 4.1   | 故障特征变异的概念                  | 93  |
| 4.2   | 基于竞争的故障特征变异机理分析            | 96  |
| 4.2.1 | 竞争的基本分析方法                  | 96  |
| 4.2.2 | 交直流系统电气竞争范围分析              | 97  |
| 4.3   | 扰动下直流系统动态特性分析              | 99  |
| 4.3.1 | 直流系统电气量的扰动强度分析             | 100 |
| 4.3.2 | 直流系统电气量的特征分析               | 103 |
| 4.4   | 交直流混联电网故障对交流保护的影响          | 105 |
| 4.4.1 | 变化量方向元件                    | 105 |
| 4.4.2 | 零序元件                       | 109 |
| 4.4.3 | 负序元件                       | 111 |
| 4.4.4 | 距离元件                       | 118 |
| 4.4.5 | 差动元件                       | 122 |
| 4.5   | 交流系统不接地故障时直流系统变化对交流零序保护的影响 | 126 |
| 4.6   | 交流系统接地故障时直流系统变化对交流零序保护的影响  | 130 |

|       |                              |     |
|-------|------------------------------|-----|
| 4.7   | 交直流混联电网故障暂态功率导向分析 .....      | 133 |
| 4.7.1 | 暂态快速功率倒向机理研究 .....           | 133 |
| 4.7.2 | 影响保护动作的因素分析 .....            | 138 |
| 4.8   | 保护运行环境对保护动作行为的影响及建议 .....    | 142 |
| 4.8.1 | 纵联保护通道分析 .....               | 142 |
| 4.8.2 | 正、反方向元件灵敏度的考虑 .....          | 145 |
| 4.8.3 | 系统中运行交流保护的建议 .....           | 147 |
| 第 5 章 | 高压交直流混联电网直流偏磁 .....          | 149 |
| 5.1   | 直流偏磁的物理现象及来源 .....           | 151 |
| 5.1.1 | 直流偏磁的物理现象 .....              | 151 |
| 5.1.2 | 直流偏磁的来源 .....                | 152 |
| 5.2   | 直流偏磁的影响 .....                | 156 |
| 5.2.1 | 直流偏磁对系统的影响 .....             | 156 |
| 5.2.2 | 直流偏磁对变压器的影响 .....            | 158 |
| 5.2.3 | 直流偏磁产生的谐波对电容器的影响 .....       | 165 |
| 5.3   | 变压器直流偏磁的影响 .....             | 167 |
| 5.3.1 | 变压器结构对变压器偏磁影响 .....          | 167 |
| 5.3.2 | 变压器直流偏磁对继电保护的影响 .....        | 169 |
| 5.4   | 变压器直流偏磁的抑制措施 .....           | 171 |
| 5.4.1 | 反向电流法 .....                  | 173 |
| 5.4.2 | 变压器中性点串联电阻法 .....            | 177 |
| 5.4.3 | 接电容器抑制法 .....                | 178 |
| 5.5   | 直流偏磁抑制措施比较及其对继电保护的影响 .....   | 183 |
| 5.5.1 | 受中性点串联电阻或电容影响的变压器和线路保护 ..... | 184 |
| 5.5.2 | 中性点串联电阻法对继电保护的影响 .....       | 187 |
| 第 6 章 | 高压交直流混联电网潮流计算分析 .....        | 193 |
| 6.1   | 交直流混联系统潮流计算中换流器标么值方程 .....   | 195 |
| 6.2   | 交直流电力系统数学模型 .....            | 199 |

|       |                                   |     |
|-------|-----------------------------------|-----|
| 6.3   | 交直流混联系统潮流计算的牛顿迭代法 .....           | 202 |
| 6.3.1 | 整流侧定电流控制和逆变侧定电压控制 .....           | 204 |
| 6.3.2 | 整流侧定电流控制和逆变侧定关断角控制 .....          | 205 |
| 6.4   | 交直流混联系统潮流计算的快速解耦法 .....           | 208 |
| 6.4.1 | 整流侧定电流控制和逆变侧定电压控制 .....           | 209 |
| 6.4.2 | 整流侧定电流控制和逆变侧定关断角控制 .....          | 209 |
| 6.5   | 交直流混联系统潮流计算示例 .....               | 211 |
| 第 7 章 | 高压交直流混联电网系统仿真 .....               | 215 |
| 7.1   | 电磁暂态与机电暂态数字仿真初始化 .....            | 217 |
| 7.1.1 | 发电机及其控制器的初始化问题 .....              | 217 |
| 7.1.2 | 直流输电系统的初始化问题 .....                | 219 |
| 7.1.3 | 输电线路的初始化问题 .....                  | 220 |
| 7.1.4 | 负荷的初始化问题 .....                    | 220 |
| 7.2   | 交直流混联电网电磁暂态数字仿真 .....             | 222 |
| 7.2.1 | 交直流电力系统电磁暂态数字仿真的实现途径 .....        | 222 |
| 7.2.2 | 用于模型离散化的常用数值积分公式及其特点 .....        | 224 |
| 7.2.3 | 集中参数元件的离散化伴随模型 .....              | 227 |
| 7.2.4 | 集中参数多相输电线路的离散化伴随模型 .....          | 229 |
| 7.2.5 | 分布参数单根无损线的 Bergeron 模型 .....      | 231 |
| 7.2.6 | 分布参数单根小损耗线路的 Dommel 模型 .....      | 233 |
| 7.2.7 | 分布参数多相耦合输电线路的 K. C. Lee 模型 .....  | 236 |
| 7.2.8 | 分布参数多相耦合输电线路的扩展 Bergeron 模型 ..... | 240 |
| 7.2.9 | 输电线路电磁暂态计算示例 .....                | 244 |
| 7.3   | 交直流混联电网机电暂态数字仿真 .....             | 246 |
| 7.3.1 | 交直流电力系统机电暂态仿真的基本原理 .....          | 246 |
| 7.3.2 | 直流输电系统的响应特性模型 .....               | 247 |
| 7.3.3 | 机电暂态仿真中与发电机模拟相关的几个问题 .....        | 249 |
| 参考文献  | .....                             | 257 |

# 第 1 章

## 高压输电的发展

-  1.1 电网发展历程
-  1.2 电网互联现状
-  1.3 未来电网发展
-  1.4 特高压输电发展动因
-  1.5 特高压电压等级选择的原则
-  1.6 国外特高压输电发展情况
-  1.7 国内特高压输电发展情况





## 1.1 电网发展历程

1875 年，法国巴黎建成世界上第一座火力发电厂，标志着电力时代的到来。1882 年，爱迪生在纽约建成世界上第一座商用发电厂（装机容量为 660kW，采用 1.6km 110V 直流电缆输电），标志着电力成为一种商品。根据欧姆定律，在输送同样功率的情况下，只有提高电压，减小电流，才能够实现远距离、低损耗的电能输送；考虑到用电安全因素，用户侧电压不能太高，到达用户侧后，还需要降低电压，以满足设备安全用电。在此情况下，当输电范围进一步延伸时，输电损耗呈线性增长。而直流输电在当时的技术条件下，升压、降压都比较困难，远距离输电时线路损耗很大。发明家尼古拉·特斯拉发明了交流电技术，它可以方便而经济地升高或降低电压，在电厂侧将电压升高，这意味着电力可以通过输电线路输送较远距离，在用户端将电压再次降下来，保证安全用电。1885—1886 年，西屋公司建成了第一个交流输电系统，1895 年又建成了 35km 的尼亚加拉大瀑布电厂（安装有 3 台 3675kW 水发电机组）至布法罗输电线路，使电力既用于照明，又用于电力拖动，克服了电力工业发展所面临的技术障碍。

电网发展的不同时期具有不同的技术经济特征，其中电压等级、电网规模、发电机组单机容量和运行技术是最突出的几个特征，根据这几个特征可以划分电网的发展阶段。

19 世纪末至 20 世纪中期，电力工业经过数十年的发展，形成了以交流发电和输配电技术为主导的电网，然而直到第二次世界大战结束，都属于初级阶段。该阶段电网单机容量不超过 200MW；交流输电占主导，输电电压较低，最高为 220kV；电网规模以城市电网、孤立电网和小型电网为主，规模不大；运行技术还处于起步阶段，电网故障并导致停电属常规性事件。该阶段国际电网发展有如下标志性事件。

(1) 1895 年建成 35km 的尼亚加拉大瀑布电厂（安装有 3 台 3675kW 水机组）至布法罗输电线路，确定了交流输电的主导地位。

(2) 1916 年，美国建成第一条 132kV 线路，1923 年建成 230kV 线路，1937 年建成 287kV 线路。

(3) 1918 年，美国制造了第一台容量为 60MW 的汽轮发电机；1929 年，美国制造了第一台容量为 200MW 的汽轮发电机。

(4) 1932 年，苏联第聂伯水电站投产，单机容量达到 62MW；1934 年，美国大古力水电站投产，单机容量达 108MW。

中国有电的历史几乎与国际同步。1879 年，上海公共租界点亮了中国第一盏电灯，随后 1882 年在上海创办了中国第一家公用电业公司——上海电气公司，从此中国翻开了电力工业的第一页。但中国在 1949 年前电力工业发展缓慢，与世界电力工业相比，落后很多，至新中国成立时，全国发电装机容量仅有 1850MW，年发电量  $43 \times 10^8 \text{kW} \cdot \text{h}$ ，全国只有少数大中城市有电，电网规模很小，电压等级繁多。1908 年建成石龙坝水

电站——昆明 22kV 线路；1921 年建成石景山电厂——北京城区 33kV 线路；1933 年建成抚顺电厂 44kV 出线；1934 年建成延边——老头沟 66kV 线路；1935 年建成抚顺电厂——鞍山 154kV 线路；1943 年建成镜泊湖水电站——延边 110kV 线路。当时，除东北有一部分 154kV 输电线路外，京津唐地区最高电压为 77kV，上海地区最高电压为 33kV。

第二次世界大战后，全球经济快速发展。规模化工业生产对能源电力的巨大需求和廉价的化石能源，推动了电力工业的大发展和电网技术的空前进步与创新。电力技术日益向高电压、大机组、大电网方向发展。电力工业的快速发展带来了规模经济的巨大效益，满足了社会 and 经济发展日益增长的需求。

从 20 世纪中期到 20 世纪末，电网规模不断扩大，形成了大型互联电网；发电机组单机容量达到 300~1000MW；建立了 330kV 及以上的超高压交直流输电系统。欧洲，北美电网联网在 20 世纪 50 年代开始快速发展，80—90 年代，覆盖广、交换规模大的跨国/跨区大型互联电网基本形成。50—60 年代，造价低、效率高的大容量机组开始采用，需要大容量的电网来适应大机组的投运。70 年代，全球发生石油危机，导致发电成本大增，要求电网互联以降低油电比例；同时开发更多煤电和水电基地，增加核电，电源与原有负荷中心的距离增加，各种电源要求互相调剂，从而要求扩大联网容量和规模。80 年代，世界经济持续多年增长，各地区和国家之间发展不平衡，能源供需也不平衡，环保限制条件突出，电源建设投资风险增大，使电源投运与负荷水平不匹配，各国发展电网互联以取得更高的经济效益。90 年代，新的远方大能源基地开发，促成了远距离、大容量输电干线和互联线。该阶段国际电网的发展有如下标志性事件。

(1) 1952 年, 瑞典首先建成 380kV 超高压输电线路, 全长 620km 输送功率 450MW, 将北部哈尔斯波兰特水电站电力送往南部。

(2) 1954 年, 美国建成 345kV 线路, 将哥伦比亚河流域水电送出。

(3) 1954 年, 瑞典本土和哥特兰岛之间建成电压为 $\pm 100\text{kV}$ 、额定功率为 20MW、线路为 96km 海底电缆的直流工程, 采用汞弧阀换流技术, 这是世界上第一个工业性的高压直流输电工程。

(4) 1956 年, 苏联从古比雪夫到莫斯科的 400kV 线路投入运行, 全长 1000km, 并于 1959 年升压至 500kV, 为世界上首次使用 500kV 输电。

(5) 1965 年, 加拿大首先建成 735kV 线路, 将马尼夸根河和奥塔得河上的水电联合向魁北克市和蒙特利尔地区输送。

(6) 1967 年, 苏联建成 750kV 试验线路, 1984 年建成从苏联到波兰的 750kV 线路。

(7) 1969 年, 美国建成 765kV 线路。

(8) 1972 年, 加拿大伊尔河直流背靠背工程建成, 这是世界上首个全部采用晶闸管的直流输电工程, 直流电压为 80kV, 额定容量为 320MW。

(9) 1985 年, 苏联建成哈萨克斯坦火电基地向欧洲输电的 1150kV 工程, 后因苏联解体、线路雷击跳闸率过高而分段降压运行。

1949 年新中国成立后, 统一了电压等级, 逐渐形成电压等级序列。1952 年以自己的技术建设了 110kV 线路, 逐渐形成京津唐 110kV 输电网。1954 年, 建成丰满—李石寨 220kV 线路, 之后继续建设了辽宁电厂—李石寨、阜新电厂—青堆子等 220kV 线路, 迅速形成东北电网 220kV 骨干网架。1972 年建成刘家峡—天水—关中 330kV 线路, 以后逐渐形成西北电网 330kV 骨干网架。1981 年建成姚孟—双河—武昌凤凰山 500kV

线路。为适应葛洲坝水电站送出工程的需要，1983 年又建成葛洲坝—武昌和葛洲坝—双河两回 500kV 线路，形成华中电网 500kV 骨干网架，华北、华东、东北、南方也相继形成 500kV 骨干网架。1989 年建成葛洲坝—上海 $\pm 500$ kV 直流线路，实现了华中—华东两大区的直流联网。2005 年 9 月，中国第一个 750kV 输变电示范工程（兰州东—青海官亭）正式建成，此后，兰州东—白银—银川东 750kV 输变电工程于 2007 年年底建成，拉西瓦水电站送出工程于 2008 年年初建成，并逐步形成西北地区 750kV 骨干网架。2008 年 12 月，1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程试运行，实现了华北与华中特高压跨区联网。2010 年，新疆与西北主网通过 750kV 线路实现联网。2011 年年底，青藏电力联网工程竣工投运。2010 年建成向家坝—上海 $\pm 800$ kV 特高压直流输电示范工程、云南—广东 $\pm 800$ kV 特高压直流输电工程。2012 年建成锦屏—苏南 $\pm 800$ kV 特高压直流输电工程。

随着社会的发展和技术的进步，电源与用户之间的距离越来越远，为实现更远距离、更大容量和更高效率的电力输送，输电网的电压等级越来越高，电网的规模也越来越大。回顾 100 多年来电网发展的历史，就是一部电压等级不断提升、电网规模不断扩大的历史。

## 1.2 电网互联现状

北美、欧洲电网联网始于 20 世纪 20 年代,50 年代开始快速发展,80—90 年代,覆盖广、交换规模大的跨国、跨区大型互联电网基本形成。

北美互联电网由美国电网、加拿大和墨西哥的部分电网组成,包含东部电网(Eastern Interconnection)、西部电网(Western Interconnection)、得克萨斯州电网(ERCOT Interconnection)和魁北克电网(Quebec Interconnection)4 个互联电网。东部电网是全北美 4 个互联电网中最大的电网,装机约 600GW、最大负荷约 500GW、覆盖面积约  $5.2 \times 10^6 \text{km}^2$ ,供电范围从加拿大的新斯科舍至美国的佛罗里达。西部电网居于次席,与东部电网通过直流线路互联。得克萨斯州电网是全美大陆唯一的以州为界的独立交流电网,供电范围覆盖得克萨斯州的大部分地区,通过直流线路与东部电网联网。魁北克电网位于加拿大境内,通过直流线路与东部电网互联。据 1998 年统计,美国与加拿大的 7 个省电网之间建有 79 条输电线路,交流互联线路的电压等级有 500kV、230kV、115kV 等,此外还有 1 条多端超高压直流输电线路以及多个直流背靠背工程联系;美国与墨西哥之间有 27 条输电线路,大部分为交流输电线路。

欧洲电网主要由欧洲大陆电网、北欧电网、波罗的海电网、英国电网、爱尔兰电网 5 个跨国互联同步电网，以及冰岛、塞浦路斯 2 个独立电网构成。其中，前 5 个电网互联形成了世界规模最大的互联电网之一——欧洲互联电网。欧洲大陆电网是世界上最大的同步电网之一，供电人口 7.3 亿，覆盖欧洲 24 个国家，装机规模达 670GW，覆盖面积  $4.5 \times 10^6 \text{km}^2$ 。推进新一轮电网互联的主要动力是有关各国希望促成在欧洲大陆的全面互联，以发挥大电网的优势。欧洲互联电网在巴尔干西部重新连接罗马尼亚和保加利亚电网以后，将来有进一步与俄罗斯、乌克兰、白俄罗斯和莫尔多瓦等国电网联网的趋势。2004 年 10 月 10 日，西欧与东南欧之间在克罗地亚境内通过高压输电线路实现联网。西欧与东南欧之间电网重新联网，有助于改善东南欧电力供应的稳定性，可为进一步向亚洲地区拓展电网、扩大能源贸易提供输电通道。

除北美和欧洲电网外，俄罗斯、巴西和印度等国家也形成了全国性的互联电网。俄罗斯统一电网由 69 个地区电网组成，形成了 7 个跨区电网，包括东方电网、西伯利亚电网、乌拉尔电网、中伏尔加河电网、南方电网、中部电网和西北电网，覆盖俄罗斯 79 个州，共有 10700 条 110~1150kV 电压等级输电线路（其中，1150kV 电压等级线路降压至 500kV 运行）。除东方电网独立运行外，其他 6 个跨区电网已经实现同步联网。与俄罗斯统一电网同步运行的还有阿塞拜疆、白俄罗斯、格鲁吉亚、哈萨克斯坦、摩尔多瓦、蒙古国、乌克兰、拉脱维亚、立陶宛、爱沙尼亚电网。中亚的吉尔吉斯斯坦电网和乌兹别克斯坦电网通过哈萨克斯坦电网与俄罗斯统一电网同步运行。上述由 13 个电网互联形成的同步电网称为波罗的海电网。芬兰电网通过维堡直流换流站与俄罗斯统一电网异步互联。

巴西电网由南部电网（含中西部）、东南部电网、北部电网和东北部电网组成，区域电网之间通过 500kV 和 345kV 联络线形成全国互联电网，服务人口 1.7 亿，装机规模超过 100GW、覆盖面积  $5 \times 10^6 \text{km}^2$ 。巴西水电资源丰富，水电装机容量占总装机容量的 71.7%，但分布不均，而负荷集中在南部和东南部，因此虽然主网结构薄弱，但是通过全国联网实现了水电资源的优化配置。其中，南部-东南部电网通过 750kV 伊泰普交流线路实现同步互联，北部-东北部电网由单回 500kV 交流线路互联，北部-南部电网通过单回 500kV 交流线路互联，实现跨流域补偿。

印度电网分为北部电网、西部电网、南部电网、东部电网和东北部电网五个区域电网，除南部电网外的其他电网同步运行，南部电网与东部、西部电网异步联网运行。北部电网区域最大，大约覆盖印度国土面积的 31%，由于发电机组大量集中在北部电网的东部地区，而主要负荷中心位于北部电网的中西部地区，需要通过长距离输电将东部地区电能输送到中西部地区。为满足大容量输电需求，印度建成了一条  $\pm 500 \text{kV}$ ，1500MW 的高压直流输电线路，与 400kV 交流输电网并列运行，向 220kV 电网供电。

1978 年以来，中国经济社会的快速发展带动了用电需求持续增长，为满足电源大规模投产和用电负荷增长的需要，电网规模不断扩大，从城市小电网、省级电网、区域电网，再逐步发展到全国联网（未含台湾地区）。20 世纪 80 年代，香港、澳门地区与南方电网联网，20 世纪 90 年代末至 21 世纪初，以三峡工程建设为契机，全国联网进程不断加快，促成了华中电网与华东电网、华中电网与南方电网互联，同时东北电网与华北电网、华中电网与华北电网、华中电网与西北电网也实现了联网。川渝、山东、福建、海南等独立省网并入区域电网。截至 2013 年 9 月



底，中国形成了华北-华中电网、华东电网、东北电网、西北电网、南方电网、西藏电网六个同步电网，实现了除台湾地区外的全国联网。跨省跨区输电量从 2003 年的  $1326 \times 10^8 \text{kW} \cdot \text{h}$  增加到 2012 年的  $6940 \times 10^8 \text{kW} \cdot \text{h}$ ，在加强大电网资源优化配置的同时，电网互为支撑、相互支援的能力显著提高。

## 1.3 未来电网发展

自 20 世纪末以来，新能源革命在世界范围内悄然兴起，世界各国能源和电力的发展都面临转型升级的重大挑战。大规模可再生能源电力化和智能化成为电网发展的趋势。

未来电网的主要特征是：①在电源组成上，以非化石能源为主的清洁能源发电占较大份额，如中国力求达到 40%~50%，大型骨干电源与分布式电源相结合；②在电网结构方面，国家级（或更大范围）主干输电网与区域电网、配电网协调发展；③采用大容量、低损耗、环境友好的输电方式，如特高压架空输电、超导电缆输电、气体绝缘管道输电等；④智能化电网调度、控制和保护；⑤双向互动的智能化配用电系统等。

未来电网将传承现有电网规模化发展的部分特征，并在大型骨干电源建设，国家级主干电网建设，电网运行控制和调度的数字化、信息化、智能化等方面进一步创新发展。未来电网发展的两大特征是大规模可再生能源电力的集中和分散接入，以及电网运行控制和用电的全面智能化。未来电网功能的实现对电源和电网发展模式、电网装备的创新、电网运行控制、仿真计算分析、智能用电以及用户与电网双向互动等多个方面

提出了前所未有的技术挑战,可概括为装备和硬件与系统集成两个方面。

(1) 装备和硬件技术。高效、节能、环保的硬件装备是新一代电网发展的基础。主要包括经济高效的可再生能源(风力、太阳能、生物质能等)发电装备,新型高效的输配电技术和装备(特高压输电、超导输电、地下输电、智能化绿色电器),新型电力电子元器件、装备和技术,大容量和分布式储能技术和装备,各类传感器和信息网络。

(2) 系统集成技术。融合先进信息通信技术、电力电子技术、优化和控制理论与技术、新型电力市场理论与技术等系统集成是未来新一代电网构建和安全经济运行的基础。具体包括:大容量集中式和分布式可再生能源电力接入技术;基于先进传感、通信、控制、计算、仿真技术,涵盖各类电源和负荷的智能化能量管理和控制;新一代电网的建模和分析技术;电网运行的能量流和信息流可靠性评估与安全防护;支持各类电源与用户广泛互动的电力市场理论、模式和运作方式;资产管理和综合服务系统;智能化的配用电系统,实现电力需求侧响应和分布式电源、电动汽车、储能装置灵活接入;覆盖城乡的能源、电力、信息综合服务体系。

与现有电网相比,未来电网的使命将发生重大变化:

(1) 大规模新能源电力的输送网络,具有接纳大规模可再生能源电力的能力。

(2) 灵活、高效的能源配置和供应系统,建立用户需求响应机制,分布式电源和储能将改变终端用电模式,电能将在电网和用户间双向流动,大幅度提高终端能源利用效率。

(3) 安全、可靠的智能能源网络,具有极高的供电可靠性,基本排

除大面积停电的风险。

（4）覆盖城乡的能源、电力、信息的物联网和综合服务体系，实现“多网合一”，成为能源、信息的双重载体。

上述四大使命也是建设未来电网的重点需求。未来电网发展可能需要的关键技术从发电、输电、配电、储电、用电及辅助技术六个方面来分析，具体的需求见表 1-1。

表 1-1 未来电网发展关键技术需求

|      |  |
|------|--|
| 发电技术 | 风力发电技术、太阳能发电技术、生物质能发电技术、新型核电技术等                          |
| 输电技术 | 特高压交直流发电技术、大容量直流断路和直流电网技术、高温超导输电技术、大容量电缆输电技术、气体绝缘管道输电技术等 |
| 配电技术 | 智能配电网技术、微网技术等  |
| 储电技术 | 超导储能、飞轮储能、抽水蓄能、压缩空气储能、电动汽车技术等                            |
| 用电技术 | 物联网技术、智能用电技术等  |
| 辅助技术 | 电力市场技术、电网运行控制技术、大规模仿真计算技术等                               |

基于上述基本理念和对电网新技术的发展预测，欧美等发达国家和地区的一些研究机构提出了具有战略意义的未来电网发展目标，其中美国能源部提出的“Grid 2030”计划比较典型。在“Grid 2030”中，美国提出在现有网络之上建设国家主干网，通过国家主干网将东西海岸、加拿大及墨西哥联系起来，主干网可用于在国家层面上进行电力供应与需求平衡，扩大电力供应范围，实现资源的优化配置，并可通过利用全国范围内的季节性、区域性、气候多样性及需求侧管理等方式实现高效输电，降低网损。另外，美国还提出了美国统一国家智能电网（Unified National Smart Grid）设想，建设连接美国国内各区域的智能电网，实现风电、太阳能发电等电力远距离、大规模经济输送。

中国风电、太阳能发电等新能源发电发展迅猛，主要集中在华北北部、东北、西北地区，其接入、送出和消纳均存在一些亟待解决的问题。东中部地区持续严重的雾霾是能源发展方式不合理、结构性矛盾长期积累的集中暴露，亟须加快实施电能替代，扩大电能在终端能源消费中的比例，全面提高电气化水平。随着特高压输电技术的成熟，亟须加快建设以特高压电网为骨干网架、各级电网协调发展、技术先进、灵活高效的坚强智能电网，建成能源资源优化配置的市场平台，满足经济社会发展和优化配置资源的需要。未来 20 年，中国还将处于快速发展阶段，这个阶段的电网发展将是现有电网的延伸和扩张，电网的资源配置平台作用将大幅提升，从用户角度来看，供电质量及服务水平将会进一步提高。

## 1.4 特高压输电发展动因

中国能源资源的总体分布规律是西多东少、北多南少，能源资源与负荷中心分布不均衡的特征明显。中国正处于经济快速增长的关键时期，电力需求将持续较快增长，需求重心也将长期位于东中部地区，而煤炭资源开发正逐步西移、北移，水能资源的开发正向西南地区转移，风能、太阳能等新能源资源也主要分布在西部、北部地区，未来能源流规模和输送距离将进一步增大，面临大规模、远距离、高效率电力输送的挑战。大型能源基地与东中部负荷中心之间的距离达到 1000~3000km，超出传统超高压输电线路的经济输送距离。电力生产和消费地区不均衡的情况将更为突出，电力输送压力日益加剧，迫切要求实现经济高效的大规模送出和大范围消纳。

与超高压输电技术相比，特高压输电技术具有输送容量大、距离远、效率高的特点，可以满足大容量、远距离的跨区输电要求。因此，要保障大型能源基地的集约开发和电力可靠送出，适应大规模清洁能源安全并网和高效消纳，需加快发展特高压输电。特高压输电包括特高压交流输电和特高压直流输电，交流输电和直流输电的功能和特点各不相同。交流输电主要用于构建坚强的各级输电网络和电网互联的联络通道，中

间可以落点，电力的接入、传输和消纳十分灵活，是电网安全运行的基础；交流电压等级越高，电网结构越强，输送能力越大，承受系统扰动的能力越强。两端直流输电系统中间没有落点，难以形成网络，更适用于大容量、远距离点对点输电；多馈入、大容量直流输电系统必须有稳定的交流电压才能正常运行，需要依托坚强的交流电网才能发挥作用，保证电网安全稳定运行。

根据中国能源和负荷的分布特点，特高压交流输电定位于主网架建设和跨大区联网输电，同时为直流输电提供重要的支撑；特高压直流输电定位于大型能源基地的远距离、大容量外送。构建结构坚强的受端电网和送端电网，形成坚强的特高压交直流混合输电网络，为实现大水电、大煤电、大核电、规模再生能源发电的跨区域、远距离、大容量、高效率输送和配置提供保障。中国正处于经济快速增长的工业化过程的中期。传统化石能源的开采与消费给中国带来了较为严重的生态环境问题，尤其是经济较为发达的东中部地区更为突出。中国 104 个重酸雨城市全部分布在东中部地区；东部地区单位国土面积的二氧化硫排放量是西部地区的 5.2 倍；长三角地区每年每平方千米二氧化硫排放量达到 45t，是全国平均水平的 20 倍。近几年来东中部地区经常性出现大范围雾霾天气，尤其 PM<sub>2.5</sub> 严重超标，特别是京津冀、长三角、华中等地区污染极为严重，部分地区雾霾大数超过全年的 50%，保护生态环境已成为全社会关注的热点和焦点。

生态环境保护与能源生产和消费方式密切相关，发电和其他行业大量煤炭燃烧，是二氧化硫、氮氧化物和烟尘等大气污染的重要来源。为保障国民经济的可持续发展和居民生活质量的稳步提升，加快转变能源和电力发展方式，统筹考虑东西部环境承载能力，在全国范围内优化配

置环境资源已成为建设生态文明和美丽中国的现实而紧迫的需要。从中长期来看，中国能源消费仍将以煤炭为主，煤电在全国电源结构中仍将保持较高比例。发展特高压输电，推动清洁能源发展与煤电布局优化，在全国范围内优化配置能源、环境等资源，可以带来多方面的环境效益：

（1）发展特高压电网可以推动国家清洁能源开发目标实现及清洁能源的高效利用。到 2020 年，全国跨省跨区风电输送规模将超过 100GW，占全国风电开发规模的一半以上。特高压电网可以促进水电、风电等清洁能源跨区外送，降低“三北”（东北、华北、西北）地区弃风比例，减少西南水电弃水，减少化石能源消费及污染物排放，可明显降低电力行业对 PM<sub>2.5</sub> 的影响，具有显著的环保效益。

（2）发展特高压电网可以促进以电代煤和煤电布局优化，大幅度减少“三华”电网范围内燃煤消耗，有效利用洗精煤和外来电力，提高已有电厂燃煤质量和利用效率，改善当地环境质量。当前东中部地区已经基本没有环境空间，考虑到东西部地区在环境空间、人口密度、电源装机密度等方面的差异，通过发展特高压电网，加大西部、北部煤炭产区燃煤电厂建设和电力外送力度，将煤炭资源更高比例地转化成电力，并远距离输送至东中部地区，提高电力在东中部地区能源消费中的比例，既可以缓解东中部地区的环境压力，充分利用西部、北部地区的环境容量空间，又可以减少全国的环境损失，具有较大的环境效益。

（3）提高电网运行安全性和社会综合效益。对于多回特高压直流馈入系统，500kV 电网承受能力不足，存在特高压直流系统故障情况下 500kV 电网潮流转移能力不足、无功电压支撑弱等问题，潮流转移将导致 500kV 输电线路过负荷，发生多回直流同时闭锁的可能性大大增加，电网存在大面积停电风险。通过构建特高压交流电网，形成“强交强直”



的特高压交直流混合电网，可确保特高压直流系统可靠输电。

(4) 发展特高压电网，可为下一级电网逐步分层分区运行创造条件，解决短路电流超限问题，提高电网运行的灵活性和可靠性。随着电网的发展，500kV 电网短路电流超限问题突出，逐步成为限制电网发展的重要因素之一。通过简单更换设备，采取线路拉停、线路站外搭接等临时措施，虽然在一定程度上可以暂时控制短路电流水平，但是将削弱电网结构，在一定程度上影响系统安全和供电可靠性。例如，华东长三角地区电网密集，已有接近 30% 的发电厂和变电站 500kV 短路电流超限，严重制约了电网的发展。通过发展更高一级电压等级的电网，可为解决 500kV 电网短路电流超限问题创造条件，提高电网运行的灵活性和可靠性。

(5) 土地资源是人类赖以生存和发展的物质基础。在经济发展和工业化进程中，中国可利用的土地资源呈急剧下降趋势，人均土地占有面积不到世界平均水平的 1/3，可开发的后备土地资源不足。随着人口的不断增长，工矿、交通、城市建设用地不断增加，土地资源紧张的形势日益严峻。节约土地资源，提高土地利用效率日益重要。发展特高压输电，有利于在全国范围内实现土地资源优化开发与节约利用。相对于超高压输电，特高压输电能够大量节省输电走廊，显著提高单位走廊宽度的输送容量和线路走廊的输电效率，节约宝贵的土地资源。中国西部地区地广人稀，土地资源相对较为丰富，建设燃煤电厂的土地使用条件较为宽松。东中部地区经济发达、人口密集，土地价值高，资源十分稀缺。通过扩大跨省跨区电力输送规模，可以在大量节约东中部土地资源的同时，利用西部、北部价值较低的土地资源建设电厂，替代东中部建厂的土地占用，通过产业布局在全国范围内的优化，进一步提高土地资源的整体利用效率。

(6) 提高能源输送保障能力。中国以煤为主的能源供应格局在较长时期内不会改变，决定了能源输送主要是煤的输送。输煤与输电是能源输送的两种重要方式，两者在资源节约型、环境友好型社会建设中均可发挥巨大作用。2012 年，“三西”（山西、陕西和蒙西）输煤输电比例为 15：1，华东地区煤炭输入与电力输入比例为 48：1。输煤是一种传统的能源输送方式，在能源输送体系中长期占有较大比例。2012 年中国煤炭消费总量  $37.4 \times 10^8 \text{t}$ ，其中电煤  $20 \times 10^8 \text{t}$ ，占 53%；全国铁路煤炭发运量  $22.6 \times 10^8 \text{t}$ ，公路外运超过  $4 \times 10^8 \text{t}$ 。

长期以来，基于分省自我平衡为主的电力发展思路，以及煤炭供应越来越依托晋、陕、蒙、宁、新等西部和北部地区的生产和供应格局，导致“远距离、大规模、多环节”地将西部和北部地区的煤炭“搬运”至东中部地区的煤炭运输状况，致使近年来煤电运紧张状况反复出现，成为不断困扰东中部地区电力稳定供应的主要因素。

未来，随着东中部地区煤炭资源的逐渐枯竭，煤炭生产建设重点逐步西移、北移，煤炭运输距离将越来越远，规模将越来越大。中国未来较大的能源输送需求为输煤和输电的发展提供了广阔的空间。发展特高压输电并不是取代铁路运输，输煤输电应当各有侧重，合理分工，优势互补，协调发展。“输煤输电并举、加快发展输电”是解决中国煤电运综合平衡难题的关键举措，对于提高能源生产、转换、输送和利用效率，优化利用全国环境资源，增强能源供给的安全性意义重大。

## 1.5 特高压电压等级选择的原则

特高压电压等级的决策应从现有超高压交流电网和高压直流输电出发，面向未来的输电需求进行综合分析，并应遵循以下基本原则：

- (1) 与新覆盖的地理区域范围、电力系统的规模相一致的原则。
- (2) 与现有超高压电压等级的技术经济合理配合的原则。
- (3) 与电网的平均输电容（能）和输电距离相适应的原则。
- (4) 输变电设备从开发到可以用于工程的时间相协调的原则。
- (5) 特高压输电技术的可用性与输电需求相统一的原则。
- (6) 与新的发电技术相互促进的原则。

随着直流工程的大规模应用，其电压等级的选择主要应考虑设计通用化和设备标准化，形成集约效应和规模效益。

需要确定的特高压电压等级包括特高压交流标称电压和最高运行电压、特高压直流额定电压。特高压交流标称电压是指用以标志或识别系统电压的给定值；特高压交流最高运行电压是指在系统正常运行条件下，任何时间和任何点上出现的电压的最高值；特高压直流额定电压是指在额定电流下输送额定功率所要求的电压。

选择特高压交流电压等级的主要方法有经验数据和经验公式法、经济比较法。经验数据和经验公式法是指通过充分调研分析电压等级选择中的经验数据和经验公式，采用归纳、插值的方法，从现有电压等级选取规律中推导出特高压电压等级的经济适用范围。经济比较法是通过拟订不同的比选模型，采用年费用比较法进行方案比较。

国际上，百万伏级特高压试验系统的标称电压主要有 1000kV 和 1150kV 两个系列。我国百万伏级特高压标称电压的确定也宜从 1000kV 和 1150kV 两个系列中进行选择。

我国在确定特高压交流标称电压时，主要从输电需求、海拔和电晕损耗的限制、无功补偿容量、主要输变电设备的参数影响等几个方面进行研究。

(1) 结合中国能源与负荷呈逆向分布的特点，分析大容量功率输送和交换的需求。特高压交流输电线路的正常输送功率大部分为 3000~5000MW。特高压交流采用 1000kV 作为标称电压，可满足远距离、大容量输电及功率交换的需求；采用 1150kV 作为标称电压，可以将线路的最大输送功率适当提高，却也提高了特高压工程的投资（比标称电压 1000kV 增加投资 15%~20%）。从最大输电需求的角度出发，中国的百万伏级特高压选择 1000kV 作为标称电压可满足需求。

(2) 海拔和电晕损耗的限制。我国西南水电基地位于海拔 1000~2000m 甚至更高海拔的地区。当海拔超过 1000m 时，高海拔地区对设备的外绝缘特性有更高的要求，为降低输变电设备的外绝缘水平，减少设备投资，选择较低的标称电压是合适的。特高压输电线路的电晕损耗与运行电压成正比，在相同的临界电晕电压下，运行电压越高，线路的电

晕损耗越大,适当降低运行电压,可以降低恶劣天气下线路的电晕损耗。因此,为降低高海拔地区设备外绝缘水平和电晕损耗,选择 1000kV 作为标称电压是有利的。

(3) 标称电压对无功补偿容量的影响。为限制工频过电压,特高压输电线路应配置一定比例的高压电抗器。采用标称电压 1150kV 与采用标称电压 1000kV 相比,高压电抗器的费用约增加 19%。标称电压选择 1000kV,可以减少无功补偿设备费用。

(4) 标称电压对主要输变电设备参数的影响。特高压输变电设备主要包括铁塔、变压器和开关设备等。从绝缘、静电感应、噪声等角度考虑,标称电压 1150kV (对应最高运行电压 1200kV) 与标称电压 1000kV (对应最高运行电压 1100kV) 相比,需要增加子导线根数、铁塔高度,并采取更多的电晕噪声防护措施,铁塔的质量约增加 30%,建设费用也要增加 19%左右。

综合以上多方面因素,我国特高压交流标称电压适宜选择为 1000kV。在确定特高压交流标称电压的基础上,进行特高压最高运行电压的选择。系统最高运行电压是系统设备制造和系统运行规范编制的基础条件。

国际上标称电压为 1000kV 的特高压交流试验系统的最高运行电压主要有 1050kV 和 1100kV 两种。中国特高压交流在标称电压确定为 1000kV 的基础上,最高运行电压也宜从 1050kV 和 1100kV 两个方案中选择。

确定特高压交流最高运行电压时,主要从电网调度运行、输变电设备制造两个方面进行了研究。

(1) 最高运行电压对电网调度运行的影响。最高运行电压 1100kV 与 1050kV 相比：①需要多补偿一定容量的高压电抗器，但需要的低压电抗器容量大为减少，可在一定程度上降低特高压电网的调压压力，提高特高压电网的运行灵活性；②可以为系统运行留出更大的压差空间，在一定程度上提高特高压电网的运行灵活性；③可以降低特高压电网的线路损耗，提高电网的运行经济性；④可以提高特高压输电线路正常方式下的输送功率，并在一定程度上减小下一级电网（500kV）的输电压力；⑤可以提高 1000kV 输电暂态稳定功率极限和特高压电网的稳定水平。但是综合考虑特高压电网的电晕损耗和高海拔地区的设备绝缘，特高压电网的最高运行电压又不宜定得过高。

(2) 对特高压输变电设备制造的影响：①特高压输变电设备的造价基本由雷电过电压和操作过电压的绝缘水平决定，最高运行电压分别定为 1100kV 和 1050kV 时，对输变电设备要求的雷电过电压和操作过电压绝缘水平是相同的，属于同一绝缘等级，制造成本基本相同；②国际上断路器的制造技术表明，当最高运行电压高于 1100kV 时，需要增加断路器断口数量，而断口数过多会影响断路器的可靠性和造价；③从线路的造价来看，最高运行电压 1100kV 与 1050kV 相比，每千米平均参考造价仅增加 0.5% 左右；④从各输变电设备生产厂家的研究状况来看，对于特高压断路器、特高压套管等设备，都是按特高压电网最高运行电压 1100kV 进行研发试验的，变压器的研制基本上也是围绕最高运行电压 1100kV 展开的。

综合考虑电网调度运行和输变电设备制造两个方面，1000kV 的最高运行电压确定为 1100kV。2008 年 10 月 7 日，在日内瓦召开的国际电工委员会（IEC）/国际大电网委员会（CIGRE）特高压联合工作组第三次

会议上，确定以我国标准中最高运行电压 1100kV 作为 IEC 标准中设备的最高运行电压，标志着我国特高压交流电压等级标准成为国际标准。

对于特高压直流电压等级来说，一般采用经济比较法进行方案比选，即通过计算比较不同电压等级直流输电方案的单位容量年费用（年费用与直流输电容量的比值），单位容量年费用低的方案经济性好。

在常规 $\pm 500\text{kV}$ 直流输电的基础上，结合我国西南水电输电工程，对输电距离、经济输电容量、单位容量年费用、设备制造和运输、线路走廊资源等多方面进行综合论证，提出采用 $\pm 800\text{kV}$ 作为特高压直流输电的额定电压，输电容量达到 6400~8000MW，电压和输电容量均可形成合理级差，技术经济综合优势明显，一方面有利于形成直流输电的规模效益，另一方面有利于满足中国大型能源基地的输电需求。

考虑到中国新疆、西藏等地区的能源基地与主要负荷中心的输电距离超过 3000km，在 $\pm 800\text{kV}$ 的基础上选择 $\pm 1100\text{kV}$ 作为特高压直流输电电压等级的补充，输电容量可达到 10000MW 以上，电压、输电容量级差合理，有利于提高直流输电的规模效益。

## 1.6 国外特高压输电发展情况

随着电力负荷日益快速增长和远距离、大容量输电需求的增加，大容量电厂的建设以及高压、超高压输电线路和变电站的数目日益增多，环境问题日益突出。为实现规模经济、降低网损，避免输电设备的重复容量，确保电力系统可靠性，降低输电线路对输电造成的影响，美国、日本、苏联、意大利等国于 20 世纪 60 年代末或 70 年代初根据各国电力发展需要开始进行特高压输电的可行性研究。

苏联是世界上最早开展特高压输电技术研究的国家之一，也是迄今为止除了中国外唯一拥有特高压输电工程运行经验的国家。从 1960 年起，苏联组织动力电气化部技术总局、全苏电气研究院、列宁格勒直流研究院、全苏线路设计院等单位进行特高压输电的基础研究。从 1973 年开始，苏联在白利帕斯变电站建设了长 1.17km 的特高压三相试验线段，通过一组 1150/500/10kV， $3 \times 417 \text{MV} \cdot \text{A}$  自耦变压器供电，开展特高压输电技术研究，进行了设备的绝缘、操作过电压、可听噪声、无线电干扰、变电站内电场、设备安装、运输和检修等方面的广泛试验。1978 年开始建设从伊塔特到新库涅茨克长 270km 的工业试验线路，并进行了各种特高压输电设备的现场考核试验，同时还建设了拥有  $3 \times 1200 \text{kV}$ ，



10~12A 串级试验变压器和 1000kV 冲击发生器的特高压试验基地。1985 年后该工业试验线路成为埃基巴思图兹至西伯利亚的 1150kV 特高压输电线路的一部分。

美国电力公司 (AEP) 和通用电力公司最早于 1974 年开始在匹茨费尔德的特高压输电技术研究试验站进行可听噪声、无线电干扰、电晕损失和其他环境效应的实测。美国邦纳维尔电力局从 1976 年开始在莱昂斯试验场和莫洛机械试验线段上进行特高压输电线路机械结构研究, 并进行了电晕和电场研究、生态和环境研究、操作和雷电冲击绝缘研究等。美国电力研究院 (EPRI) 于 1974 年建设了 1000~1500kV 三相试验线段。通过该线段的运行获取了电磁环境指标, 并开展了铁塔的安装试验、特大型变压器的设计和考核的试验研究, 取得了丰富的研究成果。

日本于 1972 年启动了特高压输电技术的研究开发计划。电力中央研究所 (CRIEPI)、东京电力公司 (TEPCO) 和 NGK 绝缘子公司开展了特高压输电技术研究, 以日本电力中央研究所为核心, 完成盐原、赤城等特高压试验研究基地的建设。日本电力中央研究所利用赤城特高压试验研究线段, 对 8mm×810mm 等分裂导线结构所产生的电晕噪声、无线电和电视干扰、风噪声、电晕损失以及对生态环境的影响进行了实测, 并对不同气象条件下的测量方法和测量结果进行评价。利用盐原试验场的户外试验装置和特高压雾室进行了杆塔空气间隙和绝缘子串的试验研究, 为输电线路的设计取得了有用的技术资料。1988 年开始建设计划向东京送电的 1000kV 特高压输电线路, 线路全长 426km, 目前降压 500kV 运行。1995 年曾在新棒名变电所特高压试验场对特高压成套设备进行带电考核。

意大利电力公司在确立了 1000kV 的研究计划后,从 1971 年起在不同的试验站和试验室进行特高压输电技术的研究与技术开发。在萨瓦雷托试验场的 1000kV 试验设施包括 1km 长的试验线段和 40m 的试验笼组成的电晕、电磁环境试验设备。还开展了操作和雷电过电压试验,包括空气间隙的操作冲击特性、污秽大气条件下的表面绝缘特性、SF<sub>6</sub> 气体绝缘特性和非常规绝缘子的开发试验。1984 年,意大利开始建设特高压输电试验工程,1995 年 10 月建成投运,至 1997 年 12 月,在 1050kV 系统额定电压(标称电压)下试验运行了两年多时间,取得了一定的运行经验。

加拿大魁北克水电局高压试验室进行了额定电压达 1500kV 的输电系统设备试验。魁北克水电局为线路导线电晕研究使用的户外试验场由试验线段和电晕笼组成。试验线段和电晕笼均用于高至 1500kV 的交流系统和±1800kV 的直流系统的分裂导线的电晕试验,试验线段单挡距长 300m。在魁北克高压试验室进行了高达 1500kV 的线路和变电站空气绝缘试验。在魁北克水电局户外试验场对 4 种分裂导线结构进行了研究。魁北克水电局还对±600~±1200kV 直流输电线路的电晕、电场和离子流特性进行了研究,并在 4、6、8 分裂导线上进行空气动力(如拖曳、抬高、偏移)的风洞测量。在不同风速的条件下,在马德兰岛试验线段上进行了 6 分裂导线的动力特性研究和 12 分裂导线的空气动力研究。

乌克兰也是世界上少数具有开发超/特高压设备能力的国家之一,其扎布罗热变压器研究所的主要工作包括开展科研设计工作、开发新产品、设计工装设备及研究生产工艺、制造样品和少量产品、电气设备试验、研究并提出国家标准、产品认证和咨询服务。其进行过的重要产品开发和试验项目有±750kV、320MV·A 变压器,平波电抗器,隔离开关,750kV

并联电抗器，667MVA、1150/500kV 自耦变压器模型，1800/500kV 自耦变压器模型，750~1800kV 套管，直流 600kV 脉冲装置，220~500kV 中性点套管，750kV 及以下电磁式电流互感器，500kV 及以下电磁式电压互感器，750kV 电容式电压互感器。

多年来各国开展的一系列特高压输电关键技术和设备制造研究探索工作，为后续特高压输电技术的发展和應用奠定了一定的基础，技术问题已不是特高压输电发展的限制性因素。大规模、远距离电力输送是推动特高压输电技术应用的主要动力，同时还要依托各国的国情。苏联、日本等国后期由于用电负荷增长缓慢，对大容量、远距离输电的需求减弱，从而导致特高压输电工程暂时搁置或延期，或是降压运行；而美国 and 意大利等国多是由于技术储备的需求，而不是实际负荷的需要。

## 1.7 国内特高压输电发展情况

中国能源资源与负荷中心呈逆向分布的国情，决定了特高压输电技术在中国具有广阔的应用空间。2004 年以来，中国国家电网公司立足自主创新，联合各方力量，组织开展了特高压电网研究论证、科技攻关、规划设计、设备研制和建设运行等工作，实现了特高压输电从交流到直流、从理论到实践的全面突破，验证了特高压电网的安全性、经济性和环境友好性。特高压交流试验示范工程、特高压直流输电示范工程的相继建成投运和持续安全稳定运行，标志着中国特高压输电技术已经成熟，为今后大规模应用创造了条件。

### 1.7.1 中国特高压交流输电技术的发展

中国自 1986 年起就开展了“特高压交流输电前期研究”项目，开始对特高压交流输变电项目进行研究；1990—1995 年开展了“远距离输电方式和电压等级论证”；1990—1999 年就“特高压输电前期论证”和“采用交流百万伏特高压输电的可行性”等专题进行了研究，对特高压输电有了初步认识。

2004 年，国家电网公司启动了特高压输电工程关键技术研究 and 可行性研究，组织相关科研机构和设备制造厂家进行相关关键技术的研究。根据制定的特高压交流输电关键技术研究框架，完成了共计 46 项特高压交流输电技术课题的研究。同时，国家电网公司频繁与国际组织和科研机构以及设备制造厂家进行技术交流，多次组织国际技术交流会议，与包括美国电力研究院（EPRI）、日本电力中央研究所（CRIEP）、东京电力公司（TEPCO）、俄罗斯直流研究院等国际著名研究机构和 ABB、西门子、阿海珐、东芝、三菱、AE 帕瓦、NGK，AXICOM 等国际知名设备制造厂家进行技术交流和研讨。

到 2006 年，中国特高压交流输电研究项目取得了大量的第一手研究成果，解决了建设特高压试验示范工程的全部关键问题，基本掌握了特高压交流输变电的技术特点和特高压电网的基本特性。特高压电磁环境限值、过电压水平、无功配置、绝缘配合、防雷等关键技术研究取得了初步成果，这些成就是特高压输电工程的可行性研究顺利通过审查的基础，为初步设计提供了大量可靠、翔实的数据。

特高压输电是一项繁杂的系统工程，必须先以试验示范工程的方式开展。建设试验示范工程的目的是考核特高压电网及其设备的性能，积累特高压输变电技术研究、设备制造、电网运行和控制方面的经验，提高特高压输变电设备制造和输电技术水平。2005 年，中国完成了试验示范工程的优选和可行性研究工作，初步明确了中国特高压输电试验示范工程方案为晋东南—南阳—荆门。该工程的实施有利于全面进行特高压输电系统及其设备的考核试验，其成果可直接用于今后中国特高压电网的建设。

1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程线路长度为 640km，在线路中间设开关站，需要在线路上安装大容量高压并联电抗器、高性能避雷器，采用带合闸电阻的断路器，与中国未来特高压输电的技术路线是一致的。利用特高压交流试验示范工程，可对特高压输电工程需采用的特高压输电设备，如线路、变压器、高压电抗器、断路器、GIS 设备、避雷器、电压互感器、电流互感器、绝缘子等，在工频过电压、操作过电压、谐振过电压、雷电过电压、甩负荷过电压、短路电流、投/切低压电容器、投/切低压电抗器和投/切空载线路等条件下的技术性能进行全面充分的考核。

1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流试验示范工程于 2009 年年初正式投运，其扩建工程于 2011 年 12 月完成，实现了单回线路稳定输送 5000MW 的目标。

### 1.7.2 中国特高压直流输电技术的发展

相比于交流输电，直流输电虽然所占的输电容量份额较少，但由于直流输电独特的优点（将在第 3 章详细阐述），使电网建设出现了交直流输电相辅相成、共同发展的局面。基于中国能源与需求逆向分布的国情，为了满足更大容量、更远距离的电力传输，发展特高压交直流混合电网成为中国电网发展的战略方向。

从 20 世纪 50 年代末起，中国跟踪世界直流输电技术发展，开始了直流输电技术研究；70 年代在上海建成直流输电试验工程，80 年代末建成舟山直流输电工业性试验工程；1990 年建成中国首个大容量、远距离直流输电工程——葛洲坝—上海高压直流输电工程（ $\pm 500\text{kV}$ ，

1200MW)。经过十几年跨越式的发展,中国高压直流输电技术及其工程应用已经得到飞速发展,常规高压直流输电工程设备已实现国产化。截至 2009 年年底,中国投运的超高压及以下直流输电工程有 18 项,总容量 33570MW,直流输电线路总长 11841km,中国已成为直流输电大国,同时为特高压直流输电技术在中国的应用打下了坚实的基础。

中国于 20 世纪 70 年代后期开始进行舟山直流输电工程调查研究与可行性分析。舟山直流输电工业性试验工程作为中国第一个高压直流输电工程,是中国的国家重点科技攻关项目。整个工程从可研、设计、制造、施工、调试到运行,全部依靠中国自己的力量完成。该工程将华东电网的交流电通过浙江省宁波市大碇镇的整流站,向舟山本岛的鳌头浦逆变站输电,再分配给舟山各地使用。该工程的输电距离为 54.1km,其中架空线分三段,总长 42.1km;海底电缆分两段,总长 12km。第一期工程的规模为:单极直流-100kV, 500A, 50MW,采用 6 脉动换流器,并留有扩建二期工程的位置。最终规模为:双极直流 $\pm 100$ kV, 500A, 100MW, 1989 年 9 月正式投入运行。

嵊泗直流输电工程是中国继舟山直流输电工程之后,又一个完全立足于本国技术和装备的直流输电工程,也是中国第一次采用双极双回海缆方式向海岛跨海直流输电。工程线路总长 66.2km,其中 59.7km 为海底电缆,额定电压为 $\pm 50$ kV,额定电流为 600A,额定功率双极为 60MW,单极为 30MW,于 2002 年 9 月正式投入运行。

20 世纪 70 年代后,高压直流输电工程均运用了晶闸管换流器的基本原理,每端每极由一个 12 脉动换流器构成两端双极直流输电系统。20 世纪 90 年代初,中国第一条 $\pm 500$ kV 高压直流输电工程——葛上直流输

电工程双极投运。葛上工程是葛洲坝水力发电厂电力外送的配套工程，是中国第一个大容量、远距离高压直流输电工程，它的投产使中国首次实现了华东和华中两个跨省（区）电网的非同步联网。

三峡直流工程引进了世界先进的直流输电技术，对推动中国直流输电技术和自主创新具有十分重要的作用，并逐步提高了设备国产化水平。三峡直流工程包括三峡—常州、三峡—广东、三峡—上海三个 $\pm 500\text{kV}$ 、 $3000\text{MW}$ 工程，分别于2003年、2004年、2007年建成投运。依托三峡直流工程建设，结合中国特点，中国各电力工程科研及设计单位在换流站成套设计、过电压抑制与绝缘配合、直流系统控制保护策略、电磁环境等方面开展了深入的研究，形成了较为完善的技术体系和规范。中国设备制造厂家通过技术引进和消化吸收、技术合作、自主创新等形式，掌握了换流变压器和平波电抗器设计制造、 $5\text{in}$ 换流阀设计制造，以及直流系统控制保护设备制造等技术，为开展特高压直流输电工程建设奠定了基础，积累了坚实的技术储备。在此基础上，于2011年建成的三沪Ⅱ回工程主要设备国产化达到100%，且项目管理由业主全面负责。

宁东—山东 $\pm 660\text{kV}$ 直流输电示范工程是中国自主设计、研发和建设的 world 首个 $\pm 660\text{kV}$ 直流输电工程。该工程于2011年2月成功实现双极投运，将宁东及西北地区电力集中输送至山东，对于构建现代能源综合运输体系、实现能源资源的大范围优化配置、促进区域协调发展具有重要的作用，同时全面检验了中国在直流输电领域的自主创新能力。

柴达木—拉萨 $\pm 400\text{kV}$ 直流输电工程（青藏工程）是在世界最高海拔



地区开展的大型直流输电工程。青藏工程的投运，结束了西藏电网孤网运行的历史，是中国输电工程建设史上一个重要的里程碑。

特高压直流输电技术的发展伴随着一系列电力技术和设备的研发、创新。中国从 2004 年开始对 $\pm 800\text{kV}$  特高压直流输电工程技术进行全面深入的研究，并将研究成果直接应用于 $\pm 800\text{kV}$  工程建设，取得了圆满成功。

从 2004 年到 2010 年 7 月，通过五年多的自主研究和建设，中国建成了世界上电压等级最高、输电容量最大、输电距离最长、技术最先进的特高压直流工程——向家坝—上海 $\pm 800\text{kV}$  特高压直流输电示范工程，工程于 2009 年单极投产，2010 年全部投运，额定功率为 6400MW，直流线路长 1891km。

2012 年锦屏—苏南 $\pm 800\text{kV}$  特高压直流输电工程建成投运。锦苏工程是在总结向上工程成功经验的基础上，进行了大量提高输送容量的卓有成效的研究后建设的。工程额定电压 $\pm 800\text{kV}$ ，额定功率 7200MW、额定电流 4500A，直流线路长 2059km。在建的哈密南—郑州、溪洛渡左岸—浙江金华 $\pm 800\text{kV}$  特高压直流输电工程已进一步提升输送容量到 8000MW。

当直流输送距离增加、输送功率提升到一定程度时，需进一步提升电压等级，以提高投资效率，减小运行损耗。根据发展规划，中国正在研究 $\pm 1100\text{kV}$  特高压直流输电技术。其主要技术难点包括设备的绝缘配合和换流变压器的容量提升，以及接入电网等问题。在总结已建成投运工程经验的基础上，并结合主设备的研制、大件运输方案等关键技术研究，可以初步判断 $\pm 1100\text{kV}$  特高压直流输电工程建设和运行不存在

## ■ 高压交直流混联输电系统 ▶▶▶

不可逾越的技术障碍。同时，特高压 $\pm 1100\text{kV}$  直流工程考虑了直接接入  $1000\text{kV}$ 、分层接入（高端接入  $500\text{kV}$ 、低端接入  $1000\text{kV}$ ）和直接接入  $500\text{kV}$  3 类方案，而分层接入方式具有兼顾满足当地负荷需要和特高压交流电网发展的优点，进一步扩大了应用范围。

## 第 2 章

# 高压交直流输电系统 特性与经济分析

- 2.1 交流输电系统特性
- 2.2 直流输电系统特性
- 2.3 特高压交直流混合电网特征
- 2.4 交直流输电的经济性分析
- 2.5 交流/直流特高压输电的适用场合



## 2.1 交流输电系统特性

### 2.1.1 可靠性与稳定性

#### 1. 可靠性

特高压输变电工程的可靠性，是表征系统安全运行风险大小的系统特性，对其评价是通过对以下可靠性指标进行分析计算得到的。这些指标主要包括：输变电工程本身因素及其所处的大气环境因素引发的故障概率、故障对输电能力的影响以及造成的经济损失等。无论是交流还是直流输电系统，都应建立相应的可靠性模型，构筑可靠性指标体系，建立完善的安全运行制度，并分析影响系统可靠性的关键元件，采取必要措施提高特高压输电的可靠性。考虑交流输变电工程各个设备统计的故障概率、维修率和  $N-1$  准则，特高压交流工程可靠性的主要指标有线路平均断开率[次·(100km·a)]和线路平均中断输电率[次·(100km·a)]。表 2-1 为苏联 1985—1992 年 3 种电压等级线路运行可靠性的统计数据。

从苏联的运行经验可以看出，1150kV 特高压输电线路的统计故障率明显低于 500kV 和 750kV 超高压线路，具有极高的供电可靠性。另外，统计表明，苏联特高压线路中断输电的故障中有 80% 是由于雷电

引起的线路跳闸，并且绝大多数是由于雷电绕击线路所造成的。因此，需切实做好特高压输电线路的防绕击措施，以提高特高压输电线路的运行可靠性。

表 2-1 苏联 500kV、740kV 和 1150kV 线路统计故障率

| 电压等级/kV | 线路总长/km | 线路平均断开率/<br>[次 · (100km · a)] | 线路平均中断输电率/<br>[次 · (100km · a)] |
|---------|---------|-------------------------------|---------------------------------|
| 500     | 57314   | 0.574                         | 0.201                           |
| 750     | 15519   | 0.206                         | 0.097                           |
| 1150    | 11112   | 0.144                         | 0.0454                          |

## 2. 稳定性

由于特高压交流线路输送的功率大，其输送功率占受端系统负荷功率的比例可能很高，线路发生故障跳闸停运就可能危及受端电网的安全运行，特别是当电源基地通过多回特高压大容量输电线路送电至同一区域，如果发生多重故障造成同一走廊上多回特高压输电线路同时跳闸，会给整个区域电网的安全运行带来严重影响。因此，对于通过多回特高压输电线路向负荷中心供电的情况，应采取分电源分线路分地点接入的输送方式，不至于出现多回特高压线路同时故障而对整个受端系统造成致命影响，从结构上保证电网安全稳定运行。

在特高压电网建设初期，区域电网通过特高压线路互联相对薄弱，而各区域电网内部超高压系统网络复杂，可能形成规模很大的电磁环网，造成严重的安全隐患，如某些电网事故可能导致严重的功率转移，并引发事故扩大而造成严重后果。随着特高压电网的不断建设，互联电网抵御严重事故的能力也将大大提高，并获得更高的安全稳定性。但由于互联后形成了规模更庞大、结构更复杂、控制管理难度更大的同步电

网，会面临更多、更复杂的安全稳定问题，必须引起高度重视，并加以认真研究。

## 2.1.2 输电特性与输电能力

### 1. 输电线路的基本电气参数

交流输电线路的基本电气参数包括电阻  $R_0$ 、电抗  $X_0$ 、电导  $G_0$  和电纳  $B_0$ ，与超高压线路相比，特高压输电线路单位长度的  $R_0$  有明显减小， $X_0$  略有减小， $B_0$  有所增大。为了减少电晕对环境的影响，使电流在导线内尽可能均匀分布并降低线路电阻，特高压输电线通常采用分裂数较超高压线路更多的分裂导线。输电线路阻抗取决于每相子导线数目、分裂导线直径、子导线间距和相间距，在相导线截面积大致相同时，随着分裂数的增加，线路阻抗逐渐减小，输电能力增强。

### 2. 输电损耗

与超高压输电线路相比，特高压输电线路损耗大大降低。按采用线路的典型设计方案，在输送相同功率时，1000kV 线路综合损耗约为500kV 线路的一半。

### 3. 系统稳定性和线路热稳定性对输电能力的影响

在确定输电线路的输电能力时，需要考虑系统稳定性及线路热稳定性对输电能力的限制。实际上，功角稳定性问题和无功控制问题是限制超高压和特高压交流输电系统输送能力的两个基本因素，而发热和电阻损耗问题一般不会成为限制其输电能力的因素。这是因为，超、特高压输电线路在线路设计和导线选取时需要满足相应的环境影响（工频电场、可听噪声、电磁干扰等）标准，而满足此标准的导线通常具有很大的热

容量，大大超过系统允许的稳定极限。因此，确定线路的输电容量主要根据线路运行时系统稳定性限制，如系统静态稳定裕度、暂态稳定及动态稳定性限制、线路电压降落百分比限制、线路最高运行电压限制等。系统的稳定性，不仅与线路本身的线路参数有关，同时还受到变压器参数、发电机参数、送受端系统强度、线路并联电抗器、串联电容器等的影响。文献[2]则认为，对于长输电距离（300km 及以上）的特高压线路来说，其输电能力主要受功角稳定的限制，包括静态稳定、动态稳定和暂态稳定；对于中距离（80~300km）的线路，主要受电压稳定性的限制；对于短距离（小于 80km）线路，则主要受热稳定极限的限制。因此，系统的稳定性要求是限制特高压线路输送能力的关键因素。

线路热稳定极限是指线路的最大载流能力  $I_{\max}$ ，超过这个载流能力运行，则可能会使线路过热，使线路的弛度增加，导线下垂，从而产生对地放电，导致线路事故。 $I_{\max}$  对应一个保证热稳定的最大输送功率。由于特高压采用多分裂、大截面导线，其热稳定极限可达 10000MW，因此，特高压线路的热稳定极限对线路输送能力并没有太大的限制作用，除非是很短的输电线路（如小于 80km）。

#### 4. 送、受端系统强度对输电能力的影响

特高压送、受端系统强度对交流特高压线路输电能力有很大影响，由系统功角方程

$$P = \frac{E_S E_D \sin(\theta_S - \theta_D)}{Z_L + Z_T + Z_{TD} + Z_S + Z_D} \quad (2-1)$$

式中， $E_S$  和  $E_D$  分别为送、受系统电压， $\theta_S$ 、 $\theta_D$  为送、受系统相角； $Z_L$ 、 $Z_T$ 、 $Z_{TD}$  分别为系统线路阻抗和送、受变压器阻抗； $Z_S$ 、 $Z_D$  分别为送



受端系统等值阻抗。根据式(2-1),当送受端系统从弱到强时,其系统等值阻抗 $Z_S$ 、 $Z_D$ 逐渐减小,线路的输电能力将得到提升。特别是对于中、短输电距离的特高压输电线路,由于送、受端系统阻抗占线路总阻抗的比率很大,送、受端的系统强度对线路输电能力的影响更为明显。在特高压输电建设初期,由于送、受端系统不强,特高压实际的输电能力将受到明显制约。

在送、受端系统强度一定的情况下,特高压线路的输电能力将随着输电距离的增加迅速减少,如果不在长线路中间落点,增加电压支持,将长线路分解为短线路,则整条线路的输电能力将受到明显限制。因此,要实现特高压远距离、大容量输电,必须在线路中间每隔300~500km处落点并配置电压支持。实际上,当单段线路长度超过500km时,线路上的过电压也同样难以得到有效的控制,因此,从这方面考虑,对长线路在中间进行适当分段也是必需的。

## 5. 变压器阻抗对输电能力的影响

变压器阻抗是限制特高压输电能力非常重要的因素。实际上,影响线路输电能力的系统总阻抗主要由送、受端等效的变压器阻抗、电源阻抗和线路阻抗几部分组成。随着输电电压的升高,等效的变压器阻抗占系统总阻抗的比率越来越大,对输电能力的影响也越来越大,故特高压系统中的变压器阻抗对输电能力的影响会更大。特别是对于中、短距离特高压输电线路来说,变压器阻抗成为整个输电系统限制输电能力的主要因素。因此,在这种情况下,仅靠单纯增加输电线路回数并不能有效提高线路输送容量,新增线路回数所能增加的线路输电能力将受到变压器阻抗和受端系统强度的限制。显然,对于中、短距离特高压输电线路,当线路从单回增加至多回,总输电能力也不会增加很多。由式(2-1)

可知，系统输送能力与其首末两端阻抗成反比，而这一阻抗包含了线路阻抗和变压器阻抗。对特高压线路来说，由于其导线分裂数更多、等效直径更大，相同长度的线路阻抗  $Z_L$  会小于超高压电压等级。但特高压变压器的阻抗  $Z_T$  却大于超高压电压等级，这是因为一般来说随着额定电压的升高，通常会加大变压器的阻抗以降低短路电流，如 5000kV 变压器的短路阻抗为 12%，而 1000kV 变压器则达 18% 甚至更高。按照 18% 的短路阻抗，计算得到特高压变压器一次和二次侧总电抗约为  $75\Omega$ ，这相当于 350km 左右线路的电抗。因此，对于首末两端都通过特高压变压器与更低一级 500kV 电压等级相连的点对点线路来说，其两端变压器阻抗  $Z_T$  即相当于 700km 线路的阻抗，这么大的阻抗会明显限制线路的输送能力。关于特高压变压器的阻抗选择，有两种不同观点：一种是要求降低变压器阻抗以减小其对线路输送能力的影响；另一种则是基于高电压等级安全性考虑，认为应使变压器阻抗增大，以降低短路电流水平。这两种观点都有其道理，应予综合考虑，不可完全偏向一方，否则要么会使特高压线路输送能力大的优势无法充分发挥，要么会由于短路电流过大而使系统无法运行。

### 6. 并联高抗对输电能力的影响

特高压线路的特点是线路长、输送容量大、充电功率大。远距离的特高压输电线充电功率很大，约为 500kV 线路的 4.4 倍，线路容升效应可能产生非常明显的工频过电压，严重影响输电可靠性，线路加装并联电抗器是限制这一工频过电压的重要措施。为将工频过电压限制在要求范围内，一般会在特高压线路上加装大容量的高压电抗器，其容量可达线路充电功率的 80%~90%。但如此大容量的高抗，会在线路输送大负荷时影响线路的无功平衡。

## 7. 线路阻抗对输电能力的影响

特高压输电线路的距离长，其线路阻抗较大，它会在线路两端造成较大的电压降落，而这也成为限制其输电能力的主要因素。因此，与超高压输电相类似，特高压线路输电能力也会随输电距离增大而减小。

## 8. 串联电容对输电能力的影响

与并联电抗器措施的作用不同，串联电容补偿的作用相当于减少了输电线路的长度。串联电容器补偿是把电容串联在电网的输电线路，以改善线路参数，提高线路输电能力。对特高压输电线路进行串联电容补偿能大幅度提高特高压线路的输电能力。但该措施存在可能导致谐振等问题，实践工程中一般不宜采用补偿度大于 80% 的串联电容。

鉴于上述诸多因素的影响，交流特高压输电线路并没有一个十分统一的输电能力标准，而是根据不同的实际情况有不同的输电能力水平，但总体上特高压交流输电具有非常巨大的电能输送潜力，能达到 500kV 超高压线路输电容量的 4~5 倍。同时，特高压输电线路不仅经济输电距离大，能够满足中国能源资源大范围实现优化配置的要求，而且可以实现多落点联网并获得电压支持，在网架设计方面具有很好的灵活性。

## 9. 特高压线路输电能力提升措施

### 1) 采用同塔双回线路

采用同塔双回线路的好处是增大了线路的导流面积，从而提高了载流电流，相应地也提高了线路输送能力，并明显缩短小线路走廊。事实上，目前特高压发展方向也是同塔双回线路，已经建成的晋东南—南阳—荆门单回特高压示范线路也为今后升级为双回预留了空间，并且中国在该示范线路之后建设规划中的特高压交流线路均采用双回线路。

### 2) 可控高抗的研发应用

由于特高压线路在线路空载情况下会发生幅值很高的严重工频过电压，必须有大容量的高抗进行限制；而在线路重载情况下，线路电感自身会消耗大量的无功，此时由线路电感自身消耗的无功会与线路电容产生的无功基本相平衡。在这种情况下，由并联高抗产生的感性无功会大量多余，严重影响线路的正常电压水平，危害系统安全。因此，特高压线路在线路空载情况下必须要高抗来控制过电压，但在线路重载情况下又必须减小甚至切除高抗，这是一对矛盾，而可控高抗是最有可能解决这一矛盾的措施。

### 3) 串联补偿

线路阻抗在很大程度上会影响输送能力，串补电容可有效解决这一问题。串补电容器的原理是通过在线路上串联电容器容抗补偿线路部分感抗，使电气距离缩短，以达到提高线路输送能力的目的。特高压输电线路串补涉及稳定、高压、电力电子等多方面技术，难度极大，但目前特高压串联补偿装置在中国已经研发成功，并在晋东南—南阳—荆门特高压示范线路上得到良好应用。

## 2.2 直流输电系统特性

### 2.2.1 可靠性与稳定性

#### 1. 可靠性

为了反映直流系统的系统设计、设备制造、工程建设及运行管理等各个环节的水平，特高压直流工程的可靠性指标主要有以下几种：强迫能量不可用率、计划能量不可用率、换流器强迫停运率、单极强迫停运率、双极强迫停运率。其中，强迫能量不可用率和计划能量不可用率统称为能量不可用率，表示在统计时间内，由于计划停运、非计划停运或降压运行造成直流输电系统能量输送能力的降低。表 2-2 为三常、三广、三沪±500kV 直流工程和±800kV 特高压直流工程推荐的可靠性指标。

表 2-2 直流输电系统可靠性指标

| 工程    | $P_1/\%$ | $P_2/\%$ | $P_3/[次 \times (换流器 \times a)]$ | $P_4/[次/a]$ | $P_5/[次/a]$ |
|-------|----------|----------|---------------------------------|-------------|-------------|
| 三常系统  | 0.5      | 1        | —                               | 6           | 0.1         |
| 三广系统  | 0.5      | 1        | —                               | 5           | 0.1         |
| 三沪系统  | 0.5      | 1        | —                               | 5           | 0.1         |
| 特高压系统 | 0.5      | 1        | 3                               | 2           | 0.05        |

特高压直流系统的换流器在交流和直流侧都会产生谐波电压和谐波电流，不利于电网系统的稳定控制。同时，对国内现有 $\pm 500\text{kV}$ 直流工程故障原因的分析表明，由直流控制和保护导致的系统强迫停运的概率较高，特高压直流系统的二次设备运行控制更加复杂，系统的故障率可能更高。整体上，特高压直流输电系统的可靠性不如特高压交流输电系统。

结合现有的常规高压直流输电运行经验，采用尽量使其各自独立、拆解相互之间耦合的技术措施可以大幅提高特高压直流输电系统的设计以及制造和运行维护水平，避免一些典型故障在特高压直流输电系统中频繁发生。

## 2. 稳定性

特高压直流输电方式用于大容量输电时，也可能会出现稳定问题。由于特高压直流输电线路的输电容量很大，当该线路上的输电容量相对于受端系统容量占有一个较大的比率时，若该线路失电，将会对送、受端电网的安全稳定产生严重影响。实际上，一条大容量特高压直流线路对送、受端电网交流系统稳定性的影响可以用失去一个大负荷和失去一个大电源来模拟。对于中国南方电网的 $\pm 800\text{kV}$ 云广直流输电工程，额定送电容量约占 2010 年南方电网西电东送容量 1/4，约占云南电网用电负荷的 1/3、外送电力的 2/3。当该工程送端电源或者线路发生故障时，将对受端电网的安全稳定运行产生较严重的影响。特高压直流输电的稳定性能直接与受端电网电气强弱有关。当多条特高压直流输电线路的受端落点电气距离很近，形成多馈入直流输电系统的时候，由于直流逆变站很容易因受端电压波动发生换相失败，一次故障可能引起多个逆变站同时或相继发生换相失败，甚至导致直流功率传输的中断，给整个多馈入直流输电系统带来巨大冲击。研究表明，在特高压直流多馈入的受端电

网，多条直流同时与交流系统相互作用，系统暂态、动态的功角和电压稳定问题可能非常严重，应该引起高度重视。

### 2.2.2 输电特性与输电能力

由于直流输电特殊的系统结构，基本不受线路的分布电容和分布电感影响，在计算输送容量和线路损耗时，直流输电线路的等值电路和交流线路差别很大。直流输电线路不存在自然功率的概念，也没有远距离交流输电线路中的容升效应等特殊问题，因而不需要加装提高输送容量的串联电容，也不需要加装限制工频过电压的并联电抗器。

直流输电的损耗包括线路损耗、两端换流站损耗和接地极系统损耗三部分。由于直流接地极系统的损耗非常小，基本上可以忽略不计，故直流输电的损耗主要由线路损耗和两端换流站损耗组成。由于空间电荷的“屏蔽效应”，直流线路上的电晕损耗要比电压等级相同的交流线路小很多，再加上直流线路中基本上不存在集肤效应，导线的利用效率较高，所以它的线路损耗要比交流输电线路小得多。换流站的损耗是整个直流输电工程损耗中的重要部分，但由于两端换流站的设备类型繁多，且损耗机制各不相同，故实际上通常难以准确确定。

直流输电系统中，晶闸管换流阀组成的换流器将吸收大量无功，为了补偿这部分无功，除交流滤波器外，有时还需装设电力电容器、调相机或静止无功补偿器等无功补偿装置。

直流输电系统输送的有功功率和换流器吸收无功功率均可方便快速地控制，因而其输电特性具有灵活多变的特点。直流输电非常适合于远跳离、大容量、点对点输电，其输送容量和距离不受两端的交流

系统同步运行的限制。直流输电输送容量由换流阀电流允许值和线路电压等级决定。目前，国内主要的直流电压等级分别为 $\pm 500\text{kV}$ 、 $\pm 660\text{kV}$ 、 $\pm 800\text{kV}$  和 $\pm 1000\text{kV}$  4 种，可用的直流换流阀有通流能力为 $3000\text{A}$  的 5in 换流阀和通流能力为 $4500\text{A}$  的 6in 换流阀两种，分别应用于 $\pm 500\text{kV}$ 、 $\pm 660\text{kV}$  线路和 $\pm 800\text{kV}$ 、 $\pm 1000\text{kV}$  线路，其相应的输电容量和经济距离分别如表 2-3 所示。可以预见，随着换流阀技术和通流能力的不断提高，直流输电线路的输电容量也将得到更大的提升。

表 2-3 各电压等级直流输电线路容量、线损率与经济距离

| 电压等级/kV             | 输电容量/MW       | 线损率/%      | 经济距离/km   |
|---------------------|---------------|------------|-----------|
| $\pm 500\text{kV}$  | 3000（5in 换流阀） | 4.49~7.48  | 小于 1100   |
| $\pm 660\text{kV}$  | 3960（5in 换流阀） | 5.85~7.58  | 900~1700  |
| $\pm 800\text{kV}$  | 7200（5in 换流阀） | 5.98~9.50  | 1200~2700 |
| $\pm 1000\text{kV}$ | 9000（5in 换流阀） | 6.54~10.58 | 1800 以上   |



## 2.3 特高压交直流混合电网特征

特高压交直流混合电网是指在超高压交流电网的基础上采用了1000kV交流和 $\pm 800$ kV及以上直流特高压并联同步或异步输电的输电电网。从国际电压等级的发展历史可以看出,电网选用新的高一级电压,应不小于下一级电压的2倍。在500kV电压等级之上引入1000kV,输电能力是500kV的4~5倍,具有技术经济合理性。基于我国国情,适时引入1000kV特高压交流输电,是加强受端电网的战略选择,将为直流多落点馈入系统提供坚强的支撑,可有效降低发生大面积停电事故的风险,有利于节省输电走廊,有利于从根本上解决500kV短路电流超标问题。在500kV电网之上选择1000kV电压作为高一级电压等级是合理的。1000kV特高压交流输电与 $\pm 800$ kV直流输电作为特高压电网的组成部分,在电网中的应用各有特点,两者相辅相成、互为补充。

直流输电的稳定性能与受端电网电气强弱有关,其强度可用直流输电换流站的短路比(SCR)来表征,SCR定义为换流站交流母线短路容量与直流输电额定功率之比。直流系统的控制在大多数交流和直流之间

的相互作用中起着重要的作用，因此在评估交流系统强弱时必须考虑控制的作用。

对于受端电网多回直流集中馈入、整流侧采用定功率控制的工况，当逆变站附近交流线路发生三相短路故障时，整个受端交流系统先后承受直流输入有功功率下降和无功功率吸收瞬时增加的双重冲击。对于大规模受端电网，一般有充分的裕度承受单回直流输入有功功率瞬时减少的冲击；此时，受端交流系统能否承受直流无功功率吸收瞬时增加的冲击是其电压能否保持稳定的关键所在，这与受端逆变站有效短路比（ESCR）的大小、直流功率的恢复速度、受端交流系统的动态无功储备、与之并列运行的交流通道的同步能力以及负荷特性等因素有关。随着特高压直流输电工程的数量和输送容量的增长，必将要求受端电网建设坚强的 1000kV 特高压交流电网，以解决其带来的安全性问题。

从交直流输电的相互影响上来看，建设特高压电网，可为直流多馈入的受端电网提供坚强的电压和无功支撑，有利于从根本上解决 500kV 电网支撑能力弱的问题，具有可持续发展的特征。而在交直流并联输电的情况下，利用直流功率调制等控制功能，可以有效抑制与其并列的交流线路的功率振荡，包括区域性低频振荡，明显提高交流系统的暂态、动态稳定性。

在中国建设以特高压电网为骨干网架、以智能化技术覆盖各个环节的“三华”坚强智能同步电网，形成“强交强直”的交直流混合输电格局，电网结构将更加合理。特高压电网承载能力强，能够实现电力大容量、远距离输送和消纳，能够保证系统安全运行，具有抵御各

种严重事故的能力。坚强智能的特高压交直流混合电网，不仅是电能输送的载体，而且是现代能源综合运输体系的重要组成部分，成为结构坚强、功能强大的资源优化配置平台，其安全可靠水平和抵御严重事故的能力大幅提升。

## 2.4 交直流输电的经济性分析

### 2.4.1 交流特高压/超高压输电的经济性比较

#### 1. 线路走廊和占地成本

现在线路走廊问题显得越来越重要，走廊土地资源也愈来愈受到限制，所需要的费用也越来越高。线路走廊用地费用占线路总造价的 5%~10%，因此节省走廊即可节省相当大的投资，更重要的是在某些特殊地形条件下根本不可能有较宽的线路走廊。特高压输电技术比现有电压等级可大大节约线路走廊和变电所的占地面积。

一般而言，1 回 1000kV 输电线路的输电能力可代替 4~5 回普通的 500kV 线路，1000kV 特高压输电线路按其环境要求走廊宽度约为 90m，4~5 回 500kV 线路的走廊宽度为 240~300m，由此可见 1000kV 特高压线路走廊仅为同等输送能力的 500kV 线路所需走廊的 1/7。

#### 2. 输电成本

大量的国内外的研究分析表明，当输电距离和输电容量达到一定数量时，采用特高压比其他电压等级更经济。

美国对 1100kV 和 500kV 输变电设备成本做过比较,除了发电机升压变压器单位容量成本 1100kV 比 500kV 高 40%~50%外,1100kV 的输电线路、断路器及其构架、并联电抗器的单位容量成本均比 500kV 的要低(见表 2-4)。

表 2-4 1100kV 特高压与 500kV 超高压设备的成本比较

| 设备        | 容量系数    | 成本比     | 单位容量的成本比 |
|-----------|---------|---------|----------|
| 输电线路      | 4.3~6.1 | 2.9~3.4 | 0.6~0.7  |
| 断路器级其架构   | 4.3~6.1 | 2.9~3.1 | 0.5~0.7  |
| 并联电抗器     | 5.0     | 4.3~4.6 | 0.9      |
| 发电机升压变压器  | 1.0     | 1.4~1.5 | 1.4~1.5  |
| 升压降压自耦变压器 | 2.0~3.0 | 2.1~3.0 | 1.0      |

日本在确定特高压输电目标电压时,用数学模型对比了 1100kV 和 800kV,假定 1100kV 线路为双回 1500km,线路和变电站占工程比例分别为 68%和 29.8%,认为前者比后者可节省建设造价 3%(见表 2-5)。若考虑到线路损耗和未来地价上升,则采用特高压经济效益将更大。

表 2-5 日本线路造价的经济性比较(1978 年价格,万亿日元)

| 电压/kV | 线路   | 变电站  | 输电损失 | 总费用  |
|-------|------|------|------|------|
| 800   | 2.52 | 0.83 | 0.07 | 3.43 |
| 1100  | 2.26 | 0.99 | 0.06 | 3.32 |

苏联认为当输送距离大于 700km 和输送容量大于 4500MW 的情况下,用 1150kV 最为经济。他们认为:在输送相同容量情况下,采用 1150kV 比采用 500kV 可节省钢材 1/3,节省导线 1/2,节省施工费 1/2,节省线路变电站建设费 10%~15%。苏联对西伯利亚—乌拉尔输电工程按 1150kV、750kV、500kV 电压等级进行了经济性比较分析(表 2-6),结

论是特高压输送单位容量的投资较小。

表 2-6 西伯利亚—乌拉尔输电线路造价经济性比较

| 电压/kV | 线路长度/km | 线材/万吨 | 塔材/万吨 | 总投资/亿卢布 |
|-------|---------|-------|-------|---------|
| 500   | 11955   | 16.5  | 55.6  | 5.98    |
| 750   | 5140    | 13.3  | 20.5  | 5.06    |
| 1150  | 2570    | 7.6   | 17.7  | 3.97    |

上述数据均说明特高压交流输电在建设投资经济性上比其他超高压交流电压等级更有优势。

中国在特高压建设前期论证过程中，对交流特高压与超高压线路的经济性进行了分析比较。分析认为，从经济上考虑，特高压交流输电技术与 500kV 交流输电技术的对比关系跟输电容量、输电距离相关，而非一成不变的。此外在技术上，500kV 交流输电受到系统稳定性的限制，输电距离一般不宜超过 1000km，而 1000kV 交流输电距离可以超过 2000km。考虑到中国远距离、大容量输电的需求，分析中以远距离输送相同大容量的电能为例建立详细的模型进行计算比较，认为采用特高压交流输电线路成本低、损耗小，具有较大的经济性和技术性优势。

## 2.4.2 交流/直流特高压输电的经济性比较

### 1. 不同电压等级直流特高压输电的经济性比较

目前直流输电还没有像交流输电系统那样形成标准的电压等级序列，直流项目设计、建设缺乏统一的标准，都是针对各实际工程单独地进行参数选择。此种思路在局部小范围可以实现直流工程设计与运行的优化，但从长远来看不利于大规模直流输电规划和换流站设备的制造。

为此国家电网组织下属单位开展研究工作，提出了建立 $\pm 1000$  ( $\pm 1100$ ) kV、 $\pm 800$  kV、 $\pm 660$  kV、 $\pm 500$  kV 直流电压序列的推荐意见。

为获得最大化的直流输电整体效益，针对不同电压等级直流线路进行了经济性比较研究。结果显示：

(1) 单位容量投资随电压等级升高而上升，输电距离较长时各电压等级单位投资接近，容量投资随距离的增长率较低。

(2) 电压等级越低，线损费用越高，输电距离增加时，较低电压等级直流输电线损费用增长率更高。

(3) 近距离输电时较低电压等级直流输电年费用较低，随着输电距离增长，较高电压等级直流输电的经济性逐渐显现。在同时考虑投资变动、上网电价变动、利用小时变动和运营期变动的基础上，得到各个电压等级直流输电的经济输电距离： $\pm 500$  kV 直流输电的经济输电距离小于 1100 km， $\pm 660$  kV 直流输电的经济输电距离为 900~1700 km， $\pm 800$  kV 直流输电的经济输电距离为 1200~2700 km， $\pm 1000$  ( $\pm 1100$ ) kV 直流输电的经济输电距离在 1800 km 以上。

## 2. 交流/直流特高压输电的经济性比较

特高压交、直流输电的适用场合不同，但在技术上采用特高压交、直流输电方式都能实现的情况下，则需要对交、直流输电这两种不同方式进行经济性比较，以选取合理的输电方案。

在远距离、大容量输电的情况下，直流输电线路的造价比交流输电低。直流输电一般采用双极两线一地制构成方式，只需要 2 根极导线，而三相交流线路则需要 3 根相导线。从输送能力上看，在相同导线截面和绝缘水平条件下，2 根极导线的 $\pm 800$  kV 直流输电线路的输送功率与 3

根相导线的单回 1000kV 交流线路所能输送的有功功率基本相当，都可以达到 5000MW 以上。故在输送相同容量的条件下，直流可以比交流节省一根导线及其相应配套的线路设施，如 $\pm 800\text{kV}$  直流线路的绝缘子、金具数量约为 1000kV 交流线路的 2/3。一条 1000kV 交流输电线路的走廊宽度一般为 40~60m， $\pm 800\text{kV}$  直流输电线路的走廊宽度一般为 60~100m。在输电走廊日益紧张的今天，直流输电在这方面具有明显的优势。但是，直流输电需要在送、受电两侧多增加一个换流站及其相应的换流设备，故直流输电换流站的造价要比交流变电站高很多。所以，对于同样的输送容量，只有当输电距离超过某一长度时，从直流线路节省下来的费用才能抵偿换流站多花费的费用。通常将这个输电距离称为交、直流输电的等价距离。对于一定的输送容量，当输电距离大于等价距离时，采用直流输电方式会更经济。

国内外相关研究表明，特高压 1000kV 交流输电与 $\pm 800\text{kV}$  直流输电的等价输电距离为 800~1000km，如表 2-7 所示。实际上对于不同的地区、国家，由于各自的情况不同，等价距离并不相同，即使对于同一个国家的不同输电工程，由于输电工程实施条件不同，等价距离也会有差异。

表 2-7 特高压交、直流的经济适用距离

| 输电距离/km | <800  | 800~1000     | >1000 |
|---------|-------|--------------|-------|
| 经济性占优方案 | UHVAC | 不定（根据具体过程情况） | UHVDC |



## 2.5 交流/直流特高压输电的适用场合

采用特高压交流输电方式是基于大容量输电的需要，但具体又可分为中距离和远距离输电两种情况。俄罗斯因国土辽阔，能源基地与负荷中心距离较远，输电距离达到 2400km 以上，属于典型的特高压远距离、大容量输电方式；而对于其他国家，特高压输电工程的输电距离通常在 200~500km 范围，甚至更短，但其输送容量却非常大（TEPCO，5000~13000；BPA，8000~10000），称其为特高压中距离、大容量或超大容量输电方式更为合适。可以看到，世界上大多数研究发展特高压交流输电的国家都属于后一种情况，采用的原因主要是解决输电走廊布置困难、短路容量受限等关键技术问题。表 2-8 列出了一些国家特高压交流输电发展计划的有关信息。

表 2-8 各国特高压交流输电发展计划的有关信息

| 国家     | 单位     | 电压等级<br>/kV | 输送功率<br>/MW    | 输电距离/km | 采用原因              |
|--------|--------|-------------|----------------|---------|-------------------|
| 苏联/俄罗斯 | 动力电气化部 | 1150        | 5500           | 2400    | 大容量，远距离           |
| 日本     | TEPCO  | 1000        | 5000~<br>13000 | 200~250 | 超大容量，短路电流大，走廊布置困难 |

(续表)

| 国家  | 单位        | 电压等级<br>/kV | 输送功率<br>/MW | 输电距离/km | 采用原因               |
|-----|-----------|-------------|-------------|---------|--------------------|
| 美国  | BPA       | 1100        | 6000~8000   | 300~400 | 超大容量,走廊布置困难,减少输电损耗 |
|     | AEP       | 1500        | >5000       | 400~500 | 大容量,走廊布置困难         |
| 意大利 | ENEL/CESI | 1000        | 5000~6000   | 300~400 | 大容量,走廊布置困难         |

我国的情况比较特殊,是世界上为数不多的最需要发展特高压交、直流输电技术的国家之一。我国可能应用特高压输电的主要场合有:中距离大容量或超大容量输电、远距离大容量输电、大区主干网、大区电网互联等。

1. 中距离大容量输电

随着中国经济和电力工业的迅速发展,电网建设和发展面临一系列挑战和问题。用电比较集中的沿海经济发达地区已开始出现输电走廊布置困难、短路电流难以控制等技术难题,其中亟须解决的关键问题是如何提高输电走廊利用率。特高压交流输电方式可以实现中距离大容量或超大容量输电,满足受端电网内大容量电厂输电的需要。

2. 远距离大容量输电

随着我国西南部水电基地和西北部煤电基地的形成,电力系统呈现出“西电东送”“北电南送”的主要格局,其中多数输电距离为 800~3000km,输送容量 4000~20000MW。如金沙江一期工程溪洛渡、向家坝水电站分别装机 12.6GW 和 6GW,一期装机总计 18.6GW,二期装机总计 19.4GW。水电站至华中输电距离为 1000km,至华东输电距离为 2000km。新规划和建设的“西电东送”项目,无论是金沙江下游水电

和四川水电，还是云南水电，它们都具有输电距离远和容量大的特点。由于其输送容量高达  $4000\sim 20000\text{MW}$ ，输送距离在  $1000\sim 2000\text{km}$ ，此时采用特高压直流输电，具有明显的经济优势。而对于“北电南送”项目，将华北大型坑口火电厂群的大量电能远距离地输送至华中和华东，采用特高压直流输电也是合适的。同时，一些大容量、远距离的特高压输电线路可能需要在多个地方落点，以促进特高压联网，在这种情况下，只好选用特高压交流输电，因为直流输电中途落点分电的代价是难以接受的。

### 3. 大区主干网

现有  $500\text{kV}$  区域电网除输电能力不足，需发展特高压输电满足中距离大容量输电的要求外，电力负荷密集地区短路电流过大也是其突出的技术问题。为了解决由电网输电容量增大引起短路电流过大的问题，可以考虑构建更高一级电压等级的主网架。可以预见特高压交流主网架的形成会经历两个阶段。在特高压线路建设初期，由于尚不能形成主网架，线路的负载能力较低，此时主要用于大电源的集中送出，并可能会因该特高压线路故障跳闸而给系统稳定造成影响。此时，下级  $500\text{kV}$  电网还不能解环运行，尚不能有效地降低短路电流。但随着  $1000\text{kV}$  电压等级电网的不断加强，特高压交流线路最终会形成足够强大的主干环网，此时，可采用分层分区运行方式，从根本上解决电网短路电流过大的问题。

### 4. 大区电网互联

目前，中国已形成 6 个跨省区大电网：华东、华北、东北、华中、西北及南方电网。各电网中  $500\text{kV}$ （西北电网为  $750\text{kV}$  和  $330\text{kV}$ ）主网架逐步形成和壮大。1989 年葛上 $\pm 500\text{kV}$  直流线路的投运实现了华中和华东两大区电网非同步联网，标志着中国进入大区电网间互联的时

代。利用特高压电网实现大区电网互联（包括交流、直流和交直流并联3种输电方式），除了满足远距离大容量输电的要求外，还可以实现跨大区、跨流域水火电互联互通，优化全国范围内能源资源配置，并满足中国电力市场交易灵活的要求，促进电力市场发展。以特高压直流输电方式实现大区非同步联网运行，两端交流电网分别按各自频率、电压独立运行，可以按需要控制功率，且不传送短路功率，有利于提高系统的稳定性。而利用特高压交流输电方式实现同步联网运行，对两个互联电网的同步能力要求很高，另外还会导致交流短路容量增加，并可能引发大区电网之间的低频振荡等系统安全稳定等问题，这些均需要给予格外关注，必须对此进行极为慎重和仔细的分析论证，使电网系统避免出现安全稳定方面的隐患。

从国内外的实践经验看，在大区联网场合，特高压直流会比特高压交流更具技术优势。但从经济性方面来看，大区之间直接采用特高压直流背靠背联网是不经济的。因此，可以在两个大区相对较远、又相对合适的两点进行较远距离的大区联网，最好既能起到远距离输送电力的作用，又能起到相互联网的作用，此时特高压直流的优势会更加明显。

在特高压输电的应用中，主要定位于功率输送的特高压线路首先考虑的是经济性，而作为系统互联的特高压线路则要充分地考虑系统的稳定性，并综合考虑经济性后合理选择适当的工程方案。特高压交、直流输电的应用是相辅相成、互为补充的。从中国电网的实际情况出发，特高压交流输电主要定位于中距离大容量或超大容量输电和远距离、大容量、多落点输电以及大区电网主网架建设，而将其应用于大区电网同步互联方式，则需要对系统短路电流和系统稳定性进行谨慎、详尽的分析论证，以确保系统不会出现安全稳定方面的问题。特高压直流输电主要

定位于送、受关系明确的远距离、大容量输电以及部分大区、省网之间的互联。综上所述，特高压交、直流输电的适用场合可用表 2-9 来表示。

表 2-9 特高压交、直流输电适用场合

| 输电方式  | 适用场合                                     |
|---|--|
| 1000kV 级交流输电  | 中距离大容量或超大容量输电远距离，大容量多落点输电区域电网主网架大区电网同步互联 |
| $\pm 800\text{kV}$ 级直流输电和 $\pm 1000\text{kV}$ （或 $\pm 1100\text{kV}$ ）级直流输电 | 远距离大容量输电大区电网异步互联                         |



# 第 3 章

## 高压交直流混联系统 特点及影响

- 3.1 直流系统接入交流系统的安全稳定
- 3.2 交直流混联电网运行特征
- 3.3 交直流混联系统的相互影响





## 3.1 直流系统接入交流系统的安全稳定

### 3.1.1 交流系统对直流系统运行的支撑

受中国能源与负荷分布、地理特征等固有特性影响，直流输电技术在中国大型能源基地电力远距离、大容量外送中发挥着重要作用。然而，基于晶闸管器件的常规直流输电系统，其换相过程需要交流电网提供电压支撑，交流电网的支撑能力是影响直流系统正常运行的关键因素。在世界范围内，中国已投运的直流输电工程最多、输电规模最大，且集中落点于东部、南部负荷密集地区。“十二五”期间，锦屏—苏州、哈密—郑州、溪洛渡—浙江等特高压直流输电工程相继建成投运，华东多直流馈入网架特征将更为明显。如此密集的直流输电馈入规模，世界上绝无仅有，需要坚强的交流电网提供支撑才能正常运行，构建“强交强直”混合电网，交直流相互补充、相互支撑，才能充分发挥各自的功能和优势，保证电网安全性和经济性。

特高压直流输送容量大，其安全稳定运行性能与送、受端交流系统电气强弱有密切关系，主要表现在以下几个方面：

(1) 送、受端交流系统给直流输电系统的整流器和逆变器提供换相电压，创造实现换流的条件。

(2) 送、受端交流系统是直流输电必不可少的组成部分，送端交流系统作为直流输电的电源，提供传输功率；而受端交流系统相当于负荷，接受和消纳直流输送功率。

(3) 送端交流系统具有足够的强度，一方面可以为直流系统整流站提供足够的无功和电压支撑；另一方面，承受由直流输电系统故障而带来的有功和无功功率冲击的能力强，可以减少由于直流输电系统故障而需要切除的送端发电机组台数。

(4) 受端交流系统的强度，对于直流输电系统的安全稳定运行具有重要作用，特别是当多回直流输电线路集中落点于受端系统时更是如此。如果受端交流系统具有足够的强度，则虽然在交流系统发生严重故障时存在多个逆变站发生换相失败的可能性，但故障清除后交流系统电压能迅速恢复，直流系统也能迅速恢复正常。因此逆变站发生换相失败后，不需要马上实行闭锁保护，如果采取适当的措施，还可以加速这一恢复过程，防止发生继发性换相失败。但对于比较弱的交流系统，在发生严重故障后，交流系统电压不能正常恢复，多个逆变站会发生连续换相失败，将进一步恶化交流系统的运行，发生系统稳定破坏。同时，如果直流输电系统故障导致直流单极或双极闭锁以后，坚强的受端交流系统能够承受由此而引起的功率突变的冲击，系统运行电压和频率能够保持在正常范围内，可以防止切负荷的发生，尽量减少负荷损失。

### 3.1.2 特高压直流系统接入交流系统的方式

随着直流输电系统数量的不断增加，交直流系统之间的相互连接关

系越来越复杂,从形式简单的单回直流输电系统连接两个非同步电网到交直流并联输电,从送端大交流系统输电到送端孤岛输电,从单直流馈入到多直流馈入,甚至还出现了几种方式组合的复杂交直流大系统。交直流系统连接形式的多样化,必然带来系统安全稳定及其控制问题的复杂化。

直流输电系统有以下几种接入交流系统的方式:

(1) 单回直流联网输电方式。单回直流联网输电方式是指送端电源与交流主网连接并通过直流向另一非同步电网输电。这种输电方式需要考虑直流严重故障对两端电网的影响程度。

(2) 单回直流孤岛输电方式。单回直流孤岛输电方式是指送端电源通过简单的电气连接直接通过直流外送电力。虽然直流送端孤岛系统网架简单,但其系统稳定控制、次同步振荡及抑制措施、过电压及抑制措施、直流孤岛运行方式启动等问题较为突出。

(3) 交直流并联输电方式。交直流并联运行的有利之处包括:①增加输电方式,提高系统对不同运行要求的适应性;②在一定条件下,增大交流系统强度和转动惯量,改善系统阻尼;③利用直流快速可控性,可以实现交直流系统相互支援,提高交直流并联系统的输电能力。但要求交流输电网架结构坚强,交流系统能承受直流系统故障后潮流的大规模转移,且故障后系统电压能维持在合理水平。

(4) 多直流送出方式。多直流送出方式是指多个直流输电系统的整流站落点相同且电气距离接近的直流输电方式。这种形式多出现在特大型能源基地,通过多回直流系统集中送出,但其受端系统落点并不相同。这种输电方式在中国西北或西南地区超大型能源基地出现较多,需深入

研究多个直流系统之间的故障相互影响和协调控制问题。

(5) 多直流馈入方式。多直流馈入方式是指多回直流系统的逆变站落点相同且电气距离接近的直流输电方式。这种输电形式较为常见，在中国华东地区和华南地区均已出现，随着中国直流输电系统的不断增多，趋势将更为明显，需深入研究多直流馈入电网的安全稳定运行问题。

除上述直流主要接入方式外，实际系统中还出现了上述几种基本接入方式的组合方式，如中国西南地区水电送华东地区的多送出、多馈入交直流混联输电方式，其稳定特性更为复杂，运行控制难度更大。

由于特高压直流输电容量大，因此特高压直流接入何种电压等级交流电网成为影响系统安全稳定水平的重要因素。在已投运特高压直流接入 500kV 电压等级交流电网的基础上，未来还将出现直接接入 1000kV 特高压交流电网和直流输电系统的高、低压换流器分别接入两个电压等级电网的接线方式。

### 3.1.3 特高压直流系统与交流系统的相互影响

#### 1. 对系统电压稳定的影响

众多研究表明：在直流馈入的系统中，无论是远距离直流输电还是背靠背直流输电，在考虑稳定性问题时，最需要关注的就是电压稳定问题。从本质上讲，电压不稳定是由于电力系统提供的无功无法满足负荷需求，或通过远距离无功传输导致系统电压降低到不可接受的水平。直流系统在换相过程中需要吸收无功功率，在其他条件不变的情况下，直流输电功率越大，吸收无功越多，母线电压下降也越大。在正常运行条

件下，直流系统消耗的无功功率主要由换流站内交流滤波器、电容器等无源补偿元件提供。当系统故障时，将产生暂态电压波动，运行条件的变化会引起无功功率补偿出力的变化。这些元件是否能够提供直流系统所需的无功功率将直接影响交直流系统间无功功率交换的大小。如果交流系统不能支撑直流系统动态无功的变化，交流系统会出现电压失稳。由于特高压直流输电功率大且密集馈入负荷中心，对受端系统的无功平衡能力和电压稳定性提出了更高的要求。此外，直流单极或双极闭锁引起功率大幅转移至交流通道，使得交流系统无功消耗大幅增加，进而恶化系统电压稳定水平。因此，在电网规划和运行中，特高压直流系统要尽量馈入坚强的受端交流系统，避免过多的直流输电系统密集落点同一地区，并提高交流系统的动态无功支撑能力。

## 2. 对系统频率稳定的影响

直流系统输电功率较大，受端交流系统接受单回直流馈入功率占负荷比例将增大，直流系统换相失败等故障引起输电功率大幅波动将对直流送、受端系统产生较大冲击，会影响到系统的频率稳定性。直流输送的功率由于与其相连的交流系统的特性而存在上限，该上限与交流系统机械转动惯量常数有关。在交直流并联接入方式下，交流输电系统要有坚强的网架结构，具有大功率输送能力，且有较高的稳定裕度。当直流系统发生故障，将转移一定功率至交流输电通道，可以减小送端切机和避免受端损失负荷，但交流线路和变压器有可能存在过载问题，同时交流系统电压因潮流加重而下降，需要维持在合理水平，保证系统正常运行和直流系统正常换相。当交流线路出现故障后，可利用直流系统功率提升能力和中长期过负荷能力减小受端系统的负荷损失，降低系统频率失稳的可能性。

### 3. 对系统次同步振荡的影响

系统运行经验和理论分析表明，直流系统整流站附近存在汽轮发电机组供给时，比逆变站或附近存在水电机组时易引发次同步振荡问题，特别当直流系统与附近的汽轮发电机组具有相近的额定容量且距离较近时，情况就比较严重。对于直流孤岛输电系统送端电源主要为汽轮发电机时，次同步振荡问题突出，是影响孤岛系统运行的重要问题。

## 3.2 交直流混联电网运行特征

### 3.2.1 直流电网运行特点

#### 1. 运行特殊性

直流输电不存在同步稳定性问题，因此更适合大功率远距离输电。500kV 交流线路的功率为 1000MW，通常区域内 500kV 交流线路输送的功率小于此值。广东电网内直流输电的额定容量超过单回 500kV 线路的容量：天广直流容量为 1800MW；三广直流容量为 3000MW；高肇直流容量为 3000MW；兴安直流容量为 3000MW。故障后直流停运或功率大幅波动可能会引发交流线路严重过载。正常运行直流需要的无功功率为其输送有功功率的 50%~60%。交流系统的强度由它的系统阻抗及机械惯量来表征，其系统阻抗的大小由发电机、变压器、输电线和负荷等因素决定。交流系统越弱，其系统阻抗越大，电压产生波动的可能性也越大。对于交流输电系统，限制其输送能力的主要因素是功角稳定和动态无功支持。对于直流输电系统，不存在功角稳定问题，但对其输送能力却是有限制的，决定性因素是所联交流系统的强度。阻抗较大，机械惯性较小的交流系统为弱交流系统。高压直流输电系统换流器处交流系统的强弱直接影响系统的动态性能，对于

弱交流系统的系统特性的研究可追溯至最早的直流输电工程。近年来，国际大电网会议（CIURE）也专门成立联合小组对直流系统所联交流系统强弱对系统动态性能的影响开展了研究，并提出了划分系统所联交流系统强弱的准则。单一直流时，交流系统的强度可以通过母线的短路比（SCR）来表示，即用交流系统在直流节点处的短路容量与直流的额定功率传输值之比来表示交流系统相对直流系统的强弱。该值与交流系统的等值系统导纳的标幺值相对应。从换相的角度，SCR 实质上给出了在直流额定功率下，直流电流与交流系统提供的换相电流之间的比例关系。交流系统越强，SCR 越大，正常时换相过程越短，其发生换相失败的可能性越小。交流系统的强弱是相对于直流系统的输送能力而言的，弱交流可以理解为所联交流系统本身强度较弱或者交流系统发生故障时其强度变得很弱，更为实际的考虑是交流系统发生故障时其强度变弱的情况。

### 2. 控制的快速性和灵活性

直流输电的运行方式取决于整流侧和逆变侧换流器的控制方式。具体地，HVDC 控制的基本方式有定电流控制、定电压控制、定延迟角  $\alpha$  控制、定超前角  $\beta$  控制、定熄弧角  $\gamma$  控制和定功率控制等。整流侧常用定电流  $I_d$  或者定功率  $P_d$  控制方式；逆变侧常用恒定熄弧角  $\gamma$  或者恒定整流侧电压  $V_d$  控制。在有些情况下，整流侧变为最小触发角、 $\alpha_{\min}$  控制，逆变侧变为恒定电流  $I_d-I_m$  控制。以上这些控制是通过调节整流器的触发延迟角  $\alpha$  或逆变器的触发超前角  $\beta$ （或熄弧角  $\gamma$ ）实现的，即调节加到换流阀控制极或栅极的触发脉冲相位，快速而大范围地控制直流线路的电流、电压和功率，所需时间为 1~10min，也称为栅/门极控制或控制极调节。直流输电控制除了上述基本控制策略外，还具有多种为满足交



直流系统动态性能要求的控制策略，主要有以下几种：

- (1) 降低和避免交流系统对直流系统造成的扰动。
- (2) 降低和避免直流系统对交流系统造成的扰动。
- (3) 提高应对通信故障的系统动态性能。

直流架空线路的短路故障大多是瞬时性的，因此在紧急停止之后，还可以进行自动再启动，重新恢复送电。这相当于交流线路发生故障后交流断路器跳闸和自动重合闸的控制，但其引起的扰动小。再启动与正常启动相似，但比后者快得多，通常再启动时间为  $0.2\sim 0.3\text{s}$ 。换流站的直流电压实际上可以通过电子控制进行确切的设定而没有任何延迟，即可以通过高压直流系统对负荷潮流进行任意控制，因此，可以使电力潮流保持恒定，不受两个相联交流系统的瞬时功率平衡的影响，一个系统的机电振荡不会影响电能的传输，也不会对与之相联的另一个交流系统产生任何影响。如果需要，可以使潮流迅速停止，或使其反转方向。

### 3. 控制特性约束电气特性

直流输电系统正常运行及各种扰动下的电气特性与其控制特性密切相关，具有很强的非线性。交直流输电系统中交直流间的相互作用十分复杂，当交流系统较弱或交流系统负荷较重时，系统的运行便可能产生一系列问题，如逆变器发生换相失败、直流系统在扰动后难以快速恢复、产生交流过电压，还可能引起谐波不稳定等问题。此外，直流输电系统对交流系统中发生的故障相当敏感，当逆变站交流母线电压下降  $10\%\sim 15\%$  时，就将不可避免地导致逆变器换相失败，这意味着直流系统功率输送的短时中断，因此要求这时的直流系统能快速进行自我恢复以缓解交流系统内功率的不平衡。

例如，作为一种频率不敏感负荷，相应于交流系统中的某个扰动，直流系统本身并不为发电机提供同步功率，相反，它还会对发电机提供负的阻尼转矩。又如，当变流电压下降时，以定熄弧角工作的逆变器的功率因数会下降，继而引起交流电压的下降，并有可能导致交流系统的电压失去稳定；另外，为换流器提供无功补偿的电容器和滤波器也会对交流电压的恢复产生不利影响。

### 4. 换相失败

高压直流系统中的换流单元采用三相桥式整流电路。这种电路通过在不同时刻触发特定的一组阀实现交流和直流间的转换。换流器从某一组阀导通状态转变为另一组阀导通状态的过程称为换相过程，实际上是电流从某一组阀到另一组阀的转移过程。由于在换相期间回路存在电感，因此电流转移不可能瞬时完成，需要一个过程，可以用电角度表示为换相角  $\mu$ 。它的大小与直流电流、换相电压、换相电抗以及触发角  $\alpha$  等因素有关。

在交流电压下降、直流电流增大、触发角过大等情况下，换相角  $f_R$  将增大。在两个桥臂之间换相结束后，如果  $\beta$  太小或  $\mu$  太大，就会出现刚退出导通的阀在反向电压作用的一段时间内未能阻断，或者在反向电压期间换相过程一直未能进行完毕的情况，这两种情况在阀电压转变为正向时，被换相的阀都将向原来预定退出导通的阀倒换相，即换相失败。

整流器在电流关断后的较长时间内处于反向电压下，有足够时间完成载流子的复合过程，恢复阻断能力。所以仅当触发电路发生故障时，整流器才会发生换相失败。而逆变器桥阀在关断期内大部分时间承受着

正向电压，因此，直流输电系统中大部分换相失败都发生在逆变器。

在常规的直流输电系统中，逆变器必须在受端交流系统提供的换相电压支持下才能正常工作。受端交流系统发生的故障，包括三相短路、两相短路、两相对地短路、单相对地短路以及断线等会使逆变站交流母线电压的幅值、相位和波形发生变化，这些变化将可能引起逆变器的换相失败。换相失败是逆变器常见的故障，会导致直流电压降低、直流电流增大、交流侧短时开路等后果。

若换相失败后控制不当，还可能会导致最终的直流传输功率中断。逆变侧交流系统故障对直流系统的影响比整流侧严重，主要表现在故障期间由于换相电压的降低，使直流输送功率也相应降低；当换相电压发生瞬间迅速下降和相位变化时，破坏了逆变器的正常换相，造成逆变器的直流电压阶段性的短接为零。在逆变器电压为零期间，一方面其交流侧输出功率也降低，即直流系统向受端交流系统输送的功率降低；另一方面当逆变器的直流电压为零时，相当于直流线路末端短路，造成直流回路中电流上升。在换相失败期间，无功潮流发生显著变化。当逆变器发生换相失败瞬间，逆变器的直流电压为零时，相当于直流线路末端短路，造成直流回路中电流上升，此时整流器将消耗更多的无功功率，使得换相电压下降，整流侧电流控制器增大触发角以限制直流电流。换相失败后逆变侧直流电压为零，直流功率下降甚至降到零，换流器的无功消耗下降，结果使滤波器和电容器组发出的无功功率流入交流系统，这会导致在弱系统中出现过电压。

## 5. 直流偏磁

交直流电网共同运行时，尤其是高压直流输电在发生事故或者检修

时常以大地作为回路运行，接地极巨大的直流电流以大地构成回路，使得各个接地点之间存在一定的电位差。这个电位差会使一定的直流电流从变压器一次侧的中性点向变压器注入。侵入到交流系统的直流电流的大小除了与换流站和变电站的距离、交流电网的构成及参数因素有关外，还与电流流经的土壤电阻率密切相关。电阻率高的地方更容易形成高的电位差，相应地侵入到交流系统的直流电流也就越大。

偏磁直流电流越大，电流畸变越严重，畸变励磁电流中直流分量增长越快。由此可以得出一个重要结论：外部强制流入变压器绕组的直流电流仅一部分成为偏磁电流，另一部分转换为励磁电流畸变后的直流分量（也可理解为被励磁电流畸变后的直流分量所抵消）。变压器的这一特性在一定程度上有利于减缓外部直流电流的影响。

### 6. 谐波

直流系统运行特性是通过整流逆变方式实现交-直-交的转变，这就决定了它是一个谐波源，在整流侧表征为谐波电压源，在逆变侧表征为谐波电流源。

在理想化的条件下对于脉动的换流器，电网侧的线电流中只含有  $12k \pm 1$  ( $k=1, 2, 3, \dots$ ) 次的谐波分量，而 5, 7, 17 等次谐波仅在换流变压器的阀侧绕组中环流，而在网侧绕组中相互抵消。 $12k \pm 1$  次的谐波分量称为脉动换流器交流侧的特征谐波；而在脉动换流器的直流侧电压中，只含有  $12k$  ( $k$  为自然数) 次的谐波电压，将其称为 12 脉动换流器直流侧的特征谐波。由于交流系统中存在一些负荷或元件参数的不完全对称、换流变压器三相的换相电感可能不完全相同、换流阀的触发脉冲间隔不完全相等、换流器直流侧连接的平波电抗器的电感值为有限值等

原因，换流器的交流侧和直流侧不仅存在特征谐波，而且还会产生其他次数的谐波分量，这些谐波分量称为非特征谐波。

### 3.2.2 受端电网运行特性

对于受端电网，对外联络通道的强度与自身的电网结构是两个值得关注的因素。就广东电网而言，负荷增长快速，需要由外区长距离输送大量电力；局部电网结构相对薄弱，动态无功补偿设备不足；系统潮流方式多变，交直流并联和强直弱交的情况明显存在。

#### 1. 负荷特性

(1) 负荷电源分布不均匀。就目前来说，无论是本网电源还是外来电力，都大量集中在西部和北部，而负荷集中在中部和东部。

(2) 外电在辽宁电网所占比例日益增大，且外送电力落点集中。

(3) 网内无功电源不足。辽宁电网负荷日益繁重，加之存在大量大功率远距离的输电模式，负荷增长快速，并具有不确定性。发电机功率接近其额定容量，系统的有功储备比较小，静态无功补偿和动态无功支撑不足。

(4) 500kV 电压等级的线路运行电压基本正常，但 220kV 及以下电压偏低。220kV 网络比较薄弱，各个电压等级线路之间，特别是 500kV 线路和其他低一级电压等级线路之间的无功交换比较频繁。

#### 2. 网架特点

从整体来看，网架结构比较强壮，但局部地区还存在输电“瓶颈”问题。辽宁电网目前在 220kV 与 500kV 电网间存在多处电磁环网。电磁环网系统容易在故障时进行潮流转移。辽宁电网还是多个直流输电的落

点，控制装置比较复杂，网络动态元件较多。

电力系统输电走廊的日趋紧张使得同杆并架的超高压远距离输电线路日益增多，这些线路往往作为电网的主干线路，担负着电网超大功率传输或区域电网的联络重任，其安全运行对电网的稳定起着至关重要的作用。目前，辽宁电网 220kV 及以上电压等级的同杆平行线路较多，由于电网规划、建设受到诸多条件的制约，导致平行线路架设五花八门，其地理信息、运行方式与故障类型日趋复杂。

### 3. 多馈入的复杂性

在电力系统暂态过程中，多馈入交直流电力系统的问题主要表现在以下几个方面：

（1）交直流系统间的相互作用更为复杂。在最不利情况下，交流系统中的某一故障可能会导致多个换流站同时发生换相失败。若换流站功率缺额很大，这将会对交流系统造成严重冲击。

（2）交流系统故障及切除后，作为对交流系统紧急支援的一种手段，直流输电系统的快速恢复将有助于缓解交流系统的功率不平衡。但在多馈入情况下，直流功率的快速恢复以及直流线路之间的协调过程都可能造成后继的换相失败，在严重情况下还会导致交流系统电压失稳。

（3）对于多个电气距离较近的逆变站，控制器的协调性以及控制器对不同的故障地点和故障类型的鲁棒性难以同时保证。

## 3.3 交直流混联系统的相互影响

### 3.3.1 交直流混联电网相互影响途径

从本质来看，直流输电系统只是相较于交流输电系统不同的输电形式，其传输的仍然是功率。直流输电并没有特别增加不同的电气特征量。交直流互联电网引发的电气特征变异是由直流系统的特殊性所决定的。还可把直流系统作为交流系统的一种特殊外部电源输入。

鉴于直流控制保护系统自身的复杂性及不确定性（过程复杂、参数可调，且不同直流控制系统动作机制存在较大差异），因此，有必要深入认知直流系统的基本特性，同时还要把交直流互联电网故障特征变异的基础，即直流系统的外特性及其对交流系统的影响作为关注的重点。

直流输电的控制系统在交流和直流扰动下可保持直流输送功率或直流电流恒定。正常情况下，整流侧通过触发角来调节维持直流功率或电流恒定，逆变侧则通过维持直流电压或关断角恒定来控制直流电压。如果直流系统按照定功率方式控制，那么正常运行时，直流系统会向交流系统输送固定的功率，如果存在扰动或故障，那么直流系统也按照定功率的方式进行调节。同样，如果按照定电流的方式控制，当正常运行

时，系统会使直流电流保持为一个定值，当发生扰动或故障时，直流系统通过调节，尽量使得直流电流稳定在设定值。

根据调节方式，从交流系统看，直流系统既可以用一个恒功率源来代替，又可以用一个恒电流源来代替。

对于逆变侧交流系统而言，直流系统可以等效为一个由换流变压器交流侧母线电压控制、等效内阻可变的可控电流源。交直流互联电网间相互影响示意。

3.3.2 交直流混联电网相互影响评价

根据辽宁电网多年来在交流系统继电保护的运行经验，并结合南京南瑞继保电气有限公司等继电保护厂家在直流控制保护系统的工程经验，总结出表 3-1。

表 3-1 直流系统运行对交流继电保护可能产生的影响方式及评价

| 直流运行工况或扰动影响         |                 | 对交流继电保护可能产生的影响方式及评价 |      |      |       |      |
|---------------------|-----------------|---------------------|------|------|-------|------|
|                     |                 | 影响强弱                | 发生频度 | 持续时间 | 影响性质  | 影响评价 |
| 正常<br>操作            | 极启停             | 弱                   | 少    | 较短   | 区外    | 小    |
|                     | 功率升降            | 弱                   | 少    | 较短   | 区外    | 小    |
|                     | 功率反转            | 弱                   | 少    | 较短   | 区外    | 小    |
|                     | 运行方式转换          | 弱                   | 少    | 较短   | 区外    | 小    |
|                     | 潮流调节            | 弱                   | 多    | 短    | 区外    | 小    |
|                     | 单极大地运行          | 强                   | 极多   | 较长   | 新运行工况 | 大    |
| 扰动<br>及异<br>常工<br>况 | 空投换流变压器         | 弱                   | 少    | 短    | 区外    | 小    |
|                     | 切换直流滤波器         | 弱                   | 少    | 短    | 区外    | 小    |
|                     | 切换交流滤波器、<br>电容器 | 弱                   | 少    | 短    | 区外    | 小    |



(续表)

| 直流运行工况或扰动影响         |                           | 对交流继电保护可能产生的影响方式及评价 |      |      |             |      |
|---------------------|---------------------------|---------------------|------|------|-------------|------|
|                     |                           | 影响强弱                | 发生频度 | 持续时间 | 影响性质        | 影响评价 |
| 扰动<br>及异<br>常工<br>况 | 保护动作停运                    | 无                   | 少    | 短    | 区外          | 小    |
|                     | 断相                        | 弱                   | 少    | 短    | 区外          | 小    |
|                     | 换流变压器进线<br>TV 断线          | 无                   | 少    | 短    | 区外          | 小    |
|                     | 直流测量异常                    | 弱                   | 少    | 短    | 区外          | 小    |
|                     | 系统频率变化                    | 弱                   | 少    | 短    | 区外          | 小    |
|                     | 逆变侧换相失败                   | 强                   | 多    | 短    | 与交流故障<br>相关 | 大    |
|                     | 控制系统丢触发<br>脉冲             | 弱                   | 少    | 短    | 区外          | 大    |
|                     | 控制系统切换                    | 较弱                  | 少    | 短    | 区外          | 小    |
|                     | 安全稳定控制                    | 较弱                  | 少    | 短    | 区外          | 小    |
|                     | 电流、功率、电压、<br>$\gamma$ 角阶跃 | 较强                  | 少    | 短    | 区外          | 小    |
|                     | 阀的故障                      | 较强                  | 少    | 短    | 区外          | 小    |
| 故障                  | 极高压母线的故障                  | 较强                  | 少    | 短    | 区外          | 小    |
|                     | 极中性母线的故障                  | 较弱                  | 少    | 短    | 区外          | 小    |
|                     | 接地极线路区故障                  | 较弱                  | 少    | 短    | 区外          | 小    |
|                     | 直流线路故障及其<br>重启故障          | 较强                  | 少    | 短    | 区外          | 小    |
|                     | 直流滤波器的故障                  | 弱                   | 少    | 短    | 区外          | 小    |
|                     | 交流滤波器母线及<br>交流滤波器的故障      | 较弱                  | 少    | 短    | 区外          | 小    |
|                     | 直流系统其他故障                  | 弱                   |      | 短    | 区外          | 小    |

### 3.3.3 慢速变化工况

以下几种运行或故障工况中，直流系统变化对交流的影响是缓慢的。

#### 1. 直流启停

当启动开始阶段，为避免直流电流很小时出现电流不连续。因此直流系统启动时，会设法尽快越过电流间断区。这时 HVDC 会对交流系统产生一个冲击，进而对系统产生影响。但由于其值一般较小，基本不会对交流从整个网络造成影响，但是在启极的一瞬间会对交流系统产生冲击。在 500ms 左右时，由于有最小滤波器限制，直流系统会投入一组滤波器。大概 1s 后，有功功率会迅速提高至 0.1W，功率变化的时间范围为 200~400ms。直流功率上升过程中控制系统会自动投入滤波器以维持与交流系统的无功功率交换。有功功率在 400ms 左右有一点增加，在 2200ms 左右开始逐渐增加到 0.1W。无功功率在直流启动瞬间由于有最小无功限制，在逆变侧会投入一组无功补偿，在 2200ms 左右随着触发角的增大，直流系统开始向交流系统输出有功功率和超前的无功功率，会造成无功功率的降低。

从运行经验可以得出，在 600ms 左右时，由于触发角迅速减小，使电流减小，进而造成有功功率迅速减小，在 1800ms 和 3200ms 左右时是由于切无功补偿造成的电流减小。在直流停运时刻功率变化和无功补偿的投切不会引起保护误动。

#### 2. 功率升降

在直流启停的过程中，功率会升降。在正常运行时，也会调节功率，

这时调节功率的幅度和速度都较慢,实际直流工程中,功率升降一般按照  $20\sim 40\text{MW/min}$  进行,由于其变化缓慢对保护装置影响较小,试验按照  $900\text{MW/min}$  最大可能速度进行测试,包括功率升和功率降。

直流系统的功率升降对交流系统的影响较小,按照功率升降的最大速度  $900\text{MW/min}$  来进行试验,得出保护不受其影响的结论。现场的功率升降一般不会达到这样的速度,那么保护也肯定没有问题。以上是直流系统较容易出现工况,其对交流系统的影响主要表现为功率的逐渐变化,相对交流系统而言,比较缓慢,因此对于继电保护的影响较小。

### 3.3.4 快速变化工况

当直流系统出现故障时,由于直流控制器的反应速度快,因此对交流系统注入的功率变化也很迅速。以下是直流系统运行中容易出现的、注入交流系统的功率变化快速的典型故障,即换相失败。

换相失败是逆变器最常见的故障。当两个桥臂之间换相结束后,刚退出导通的阀在反向电压作用的一段时间内,如果未能恢复阻断能力,或者在反向电压期间换相过程一直未能进行完毕;那么在阀电压转变为正向时,被换相的阀都将向原来预定退出导通的阀倒换相,这就是换相失败。

关于换相失败的产生条件,很多学者做过大量工作,如分析换流母线的电压降低、直流电流增大、触发角过小、整定的熄弧角过小、换流变压器变比、换相电抗等对换相的影响,故换相失败受系统的影响因素较多,在不同工况下是随机事件。但是其对交流系统的影响可以认为是一个等效功率源的投入或切除。例如,在换相失败时,直流系统输送功

率会突然中断，由于直流系统的快速控制特性，使得输出功率又快速恢复。运行经验表明， $B$ 相向 $C$ 相换相失败之后，由于两侧阀短路，换相变侧没有电流流过。此时直流没有功率输出。单次换相失败之后，由于直流控制的调节正常，直流系统又迅速恢复功率输出。这样的快速功率变化，对于交流系统继电保护，尤其是快速保护无疑是一个挑战。在故障发生后，一般很快就会发生换相失败，这时换相失败并没有影响方向判别。直流系统的换相失败后续处理过程中，保护方向判别发生变化，形成快速功率倒向。在区内故障时，保护首先反映区内的变化量电源，对于由换相失败引起的变化量电源相对故障点的变化量电源较小，保护动作正确。同理，当发生相间故障和三相故障时，变化量方向元件的判别和单相接地故障相似，均反映故障点的变化量电源。

### 1. 单极闭锁

直流系统发生单极闭锁故障时，根据控制方式不同，闭锁极的功率变化也不同。采用极独立功率控制策略时，两极功率分别控制，当一极闭锁时，本极的功率会瞬时降低为零；采用双极功率控制策略时，当一极闭锁时，本极的功率会瞬时转到另一极，以保证两级功率基本不变。

当采用单极功率控制策略时，由于单极闭锁，直流侧功率会迅速减半。此时交流侧的功率会重新分布。对于保护而言，要能够承受住这样的系统冲击。

单极功率控制模式下发生单极闭锁，对于交流系统线路保护的工频变化量方向元件来说，变化量电源只有一个，即直流侧工频变化源，即使此工频变化源导致线路保护工频变化量方向元件的动作，线路两侧变化量也只会一正一反，不存在线路保护纵联变化量方向元件误动问题，

其他交流线路在同工况下呈现相似的特点。

直流输送 3000MW 工况下，单极闭锁导致直流侧功率转移，从特性上与 1800MW 工况完全一致，仅功率转换量值不同，交流继电保护的响应也完全一致。因此，直流系统的单极闭锁故障，无论是输出功率减半还是转移到另一极上，对于交流侧的变化量方向元件来说，其变化量电源的位置是一定的，那么保护的判别方向也会确定。但由于保护感受到的变化量电源的强弱可能不同，两侧保护可能只有一侧保护判出正方向，这时由于另一侧保护没有启动或判出正方向，保护就不会动作。因此直流系统单极闭锁，对交流继电保护而言是一个单一的区外扰动，不会影响继电保护动作行为。

## 2. 双极闭锁

当两极系统均发生故障时，需要迅速闭锁两极，这时直流系统对交流系统的输出功率会迅速降为零，这会对交流系统产生更大的冲击。直流系统的双极闭锁故障对于交流系统来说，相当于瞬时切除直流功率。两极闭锁存在较小控制时间差异，但这并不会影响到交流系统的分析。双极闭锁与单极闭锁类似，只是功率变化更多。对于变化量方向元件来说，变化量电源的位置是固定的，即在直流侧。那么交流侧工频变化量方向元件的判别也就只反映这样一个变化量电源，即直流侧电源。

## 3. 直流故障重启

当直流线路出现故障时，通过控制系统的作用，整流侧的极性会反转，转变为逆变器运行，一起把储存在直流电抗器及线路电感和电容中的能量送回到交流电网中去，这时线路电流会逐渐降为零，弧道电流也随之消失，同时弧道电压也一直保持或接近于零，这样电弧就不会重燃，

经过一段无压时间（0.2~0.5s）后，再自动重启。对于架空线路，绝大多数是瞬时性故障，一般一次重启就能成功恢复供电；但由于电弧的去游离时间较长，也可设置多次重启。直流系统的多次故障重启，是在一定时间内对上述过程的重复，其后的电气特性与第一次故障重启相似。

直流输电能够在直流线路故障时，通过调节，迅速把故障电流抑制到零，并且能够进行多次重启，类似交流系统的重合闸。当进行多次重启仍不成功，才闭锁故障极。在此过程中，直流系统的一系列动作，将会对交流系统产生较大冲击。对于工频变化量方向元件来说，不管直流怎么扰动，变化量电源始终在直流侧；那么保护判断的方向也能明确判断。在两侧保护灵敏度一致，且通道良好情况下，保护能正确动作。

#### 4. 丢触发脉冲

当触发脉冲丢失时，会导致阀不开通故障，逆变侧不开通的后果与一次换相失败过程相同。对于工频变化量方向元件来说，这个变化量电源的位置始终在直流侧。即工频变化量方向元件的判别应为直流侧。对于交流系统的工频变化量方向元件来说，其变化量电源的位置始终是固定在直流侧，也就不存在两侧变化量电源的竞争问题，保护也就能够正确判别出方向。

#### 5. 整流侧故障

当整流侧发生故障时，整流侧交流系统提供给直流的功率会迅速发生变化，同时由于直流控制系统的作用，直流系统逆变侧的输出功率也会发生迅速变化，从而影响到逆变侧交流系统。整流侧发生故障会造成直流功率较大的波动，同时直流系统进行的一系列控制调节，也会对逆变侧交流系统产生影响。整流侧发生单相接地故障时，整流

侧的功率输入减小，那么逆变侧的交流功率输出也就会相应减小，经过振荡后恢复到原来水平。当发生三相故障时，直流逆变侧没有功率输出，当整流侧恢复时，才会输出功率，类似于双极闭锁。整流侧发生故障时，整流侧供给直流系统的功率就会减小，那么相应的逆变侧输出功率也会减小，这些扰动对交流系统工频变化量方向元件有一定的影响，由于变化量电源都在同一位置，即直流侧，那么此功率变化不会影响到变化量方向元件。





# 第 4 章

## 高压交直流混联电网 故障分析

- 4.1 故障特征变异的概念
- 4.2 基于竞争的故障特征变异机理分析
- 4.3 扰动下直流系统动态特性分析
- 4.4 交直流混联电网故障对交流保护的影响
- 4.5 交流系统不接地故障时直流系统变化对交流零序保护的影响
- 4.6 交流系统接地故障时直流系统变化对交流零序保护的影响
- 4.7 交直流混联电网故障暂态功率导向分析
- 4.8 保护运行环境对保护动作行为的影响及建议



## 4.1 故障特征变异的概念

继电保护在纯交流系统中的运行已经积累了较丰富的经验,所采用的各种保护原理与动作逻辑、各级保护配合关系以及保护配置原则和整定原则等已经经过了实践检验。但直流系统受扰动后在控制作用下产生的“持续的快速动态变化”,完全超越了建立在工频基础上的传统继电保护故障分析。当扰动引起多个直流系统发生换相失败时,动态过程将更加复杂。电磁暂态仿真软件 ETI DC(Electromagnetic Transients Including DC)大量仿真研究表明,对于逆变侧交流系统而言,直流系统可以等效为一个由换流站交流侧母线电压控制的可控电流源。当直流系统发生扰动时,总可以用直流系统等效电源的强/弱变化或者退出/投入来进行模拟。其变化最快速和最剧烈的是换相失败及恢复的这个暂态过程。

若受端交流电网故障引起直流换相失败时,从整个电网的角度来看,相当于出现了复故障。与纯交流电网复故障不同,直流换相失败故障特性复杂,体现在以下3个方面:

(1) 在交流系统表现为故障类型快速交替变化的一种特殊复故障。例如,短时的换相过程,与相间短路类似,两相短路和一次换相失败时,

由于同一桥臂的两个阀同时导通，而形成交流侧三相开路。

(2) 在逆变侧，交流故障可能引起直流系统发生一次换相失败或连续两次，这两种换相失败类型在交流侧表征出的故障类型具有差异性：不计换相过程，前者对交流系统表征为开路，后者表征为两相短路。

(3) 直流恢复具有快速性，与交流故障切除不具有同时性。

直流系统对交流系统故障的响应特性完全突破了纯交流系统故障的模式，使得具有特殊电气关联关系的复故障成为可能。目前广东电网 500kV 主网架的环网是双环结构，使得电网各点间的电气距离大为缩小，因此在更大的地理范围中的交流故障均有可能导致直流换相失败的发生，甚至会出现多个直流同时或相继换相失败。

直流换相失败的存在及其对交流系统的影响不但突破了原有纯交流系统复故障的电气关联模式，而且还突破了传统故障分析区域的限制。迄今为止电网中已多次出现由于直流换相失败引起的交流保护误动事故，这充分暴露出，当前传统的基于局部开环控制的继电保护在交直流互联系统运行中存在安全隐患。几次典型事故的电网结构、故障类型、故障位置以及电网运行环境（潮流分布及大小）等因素均不同，例如，2003 年 6 月与天广直流逆变站直接相连的北涌甲线单相接地故障引起的直流换相失败，进而引起平行双回线路另一非故障的北涌乙线误动；2005 年 12 月与二广直流逆变站间隔几个变电站的惠州站的下级 220kV 惠三甲线发生相间短路故障，造成鹅城换流站换相失败，进而引发的继电保护装置误动事故，造成系统同时损失了 2 条同杆并架的 500kV 交流线路。

从大量的电网运行统计数据和研究来看，这种特殊形式的重复故障

已成为当前受端交流电网故障后的一种常态模式，但保护不正确动作仅在某种特定条件下才会被激发。研究分析中，把这种特殊情况对继电保护的不利影响，理解为故障特征出现了变异性。在交直流混合运行电网的特殊运行条件下，故障特征变异不仅表征在某个特定换流站、变电站或某次事故中，更是在新的电网运行环境下出现的新问题。

## 4.2 基于竞争的故障特征变异机理分析

### 4.2.1 竞争的基本分析方法

目前对故障特征变异的一些研究将直流换相失败引起保护误动问题解释为谐波问题,这实际上仅仅是对故障波形畸变现象一种形式上的理解。交直流互联电网故障响应的复杂非线性特征,超越了现有常规的基于工频特征量的保护分析方法的适用范围,这就决定了其难以简单应用多少次谐波来解析分析。因此迫切需要引入新的研究思想和分析方法,从理论上揭示复杂交直流混合大系统中故障特征变异发生的机理和条件。

在深入分析和理解继电保护工作机理的基础上,创新性地将竞争概念引入到保护分析中,认为继电保护区外故障误动、区内拒动是满足一定条件下存在竞争关系的两个不同扰动源(如所分析的直流控制响应与交流故障)同时作用于电网元件的必然结果。这种全新的分析视野将有助于从电网全局分析交直流系统故障特征变异的机理和产生条件。

研究分析表明,直流故障响应的复杂性和特殊性决定了这种特殊的故障特征变异是存在电量竞争扰动源的一定响应时序关系作用的结果,

即同时存在电气竞争和时序竞争。将竞争的思想应用到继电保护动作行为分析, 定性地分析不同保护原理、不同保护判据结构受故障特征变异影响的程度和机理。过电流保护、低/过电压等单一电量型保护元件只存在不同扰动源间的电气竞争; 阻抗保护、距离保护等多电量型保护元件除了存在扰动源的竞争, 还有不同性质电量间电气组合竞争关系; 差动保护、方向保护等利用电网多点信息的“面”保护, 在电气竞争关系基础上, 还增加了不同点电量间通信通道延时的时序竞争。因此在交流电网各种保护原理中, 工频变化量方向保护受故障特征变异影响最严重, 与实际电网继电保护的误动情况是吻合的。

以上结论, 不仅能促进从整个电网层面对不同原理保护动作性能在新的运行环境下的影响进行分析, 而且通过破坏特征变异的影响条件, 还能为继电保护对策研究提供一种新的研究思路和改进策略的指导性参考。密切结合直流换相失败故障以上的这些特殊性, 针对影响交直流电气竞争关系的因素, 例如, 交直流互联电网结构、直流落点处电源支撑强度、故障点位置、故障类型等对故障特征变异产生条件展开研究是本章的重点内容。

### 4.2.2 交直流系统电气竞争范围分析

直流系统正常运行时, 直流系统送出的功率通过多条线路注入交流系统, 逆变侧交流系统典型接线示意图如图 4-1 所示。

直流系统向交流系统注入功率, 功率会根据一定的比例, 分配到线路  $MN$  和  $ML$  中, 该比例即通常意义上的分支系数  $K_i$ , 其中  $K$  为分支系数,  $i$  为线路编号。对分支系数较小的线路, 如线路  $ML$ , 直流系

统功率分配到线路  $ML$  的功率也较小；当直流系统变化时，直流系统注入交流系统的功率分配到线路  $ML$  的功率变化也会较小，远离换流站的线路  $LB$  的功率变化将会更小。

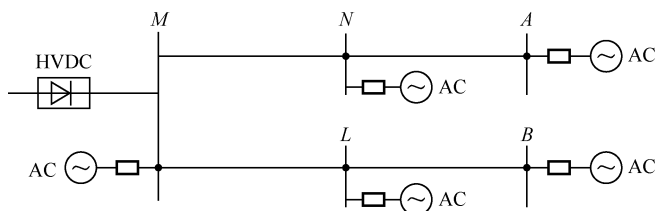


图 4-1 逆变侧交流系统典型接线示意图

从直流系统变化对交流系统影响的范围来看，分析直流系统变化对交流保护影响，需研究分支系数较大的线路，对其相邻的线路也应关注。在图 4-1 中，设在正常时直流系统功率分配到线路  $MN$  较大，则说明母线  $N$  的负荷较重，如果直流系统送出功率扰动使线路  $MN$  的功率变化，母线  $N$  的负荷会转移到线路  $NA$  上，所以除研究分支系数较大的线路  $MN$  外，也应研究其相邻的线路。

因此，对于分支系数较大的线路及其相邻的线路保护，受到直流系统扰动的影响会比较明显。对于分支系数较小的线路，则不必过多地关注，因为这些支路上的保护受到直流系统扰动的影响是很有限的。

从实际系统来看，直流系统逆变站的落点通常选择靠近负荷中心的位置，以减少功率传输的损耗。直流系统送出的有功功率在逆变站相邻的交流变电站分配，即逆变站附近的交流输电线路受直流系统扰动的影响较大，这些线路的继电保护容易受到直流系统扰动的影响。



### 4.3 扰动下直流系统动态特性分析

正常情况下，整流侧通过触发角调节维持直流功率或电流恒定，逆变侧则通过维持直流电压或关断角的恒定来控制直流电压。当发生扰动或故障时，直流控制系统尽量使直流功率或直流电流稳定在设定值。

根据调节方式，对于逆变侧交流系统而言，直流系统可以等效为一个由换流变压器交流侧母线电压控制的可控电流源。当直流系统发生扰动时，直流系统在控制作用下产生“持续的快速动态变化”，但总可以认为是直流系统等的电源变强或者变弱、退出或者投入等。这个电源与常规电源不同，其有着固有的特点，就是变化速度快。交流侧保护动作行为分析更关心的是这个电源的外特性。

根据直流系统控制和运行模式，直流系统对交流系统的影响可以分为快速变化和慢速变化两种。对直流系统的慢速变化，如直流的启动、停止或在正常运行中，直流系统调节功率的幅度和速度都较慢，对交流系统的影响主要表现为功率的逐渐变化，这个变化相对保护来讲是比较缓慢的，对保护的影响是较小的。对直流系统的快速变化，如换相失败、单极闭锁、双极闭锁、直流故障及其重启、丢触发脉冲等，其中，直流变化最快速和最剧烈的是换相失败及恢复的这一暂态

过程。由于其控制调节速度快，使其输出功率的快速变化，这样对交流系统注入的功率变化也会变得迅速，因此对交流系统及其保护的影响是不容忽视的。

逆变侧交流故障则可能会引起直流系统不同的暂态响应包括不起换相失败、引起换相失败两种。经研究表明，交直流电力系统在故障暂态过程中相互作用最强烈、引起故障特征变异最严重的场景和联系纽带是直流换相失败的发生，它反映在暂态电气量波动具有快速性和剧烈性直流发生换相失败时，由于同一桥臂的两个阀同时导通，而形成直流侧短路，此时逆变器输出到交流侧的电流为零，即相当于交流侧三相断路，因此在该时间段内相当于等效电流源由正常时的值突变为零。从分解与叠加的角度来看，直流系统换相失败相当于交流系统瞬时损失了一个电流源，对故障而言是削弱作用的；直流系统换相失败后恢复过程相当于交流系统瞬时投入了一个电流源，对故障而言是助增作用的。

下面针对保护动作影响最严重的直流换相失败，来分析直流系统电气量的扰动强度、扰动量电气特征及其在交流系统中的影响范围，以评估直流系统对交流故障特征变异的影响。

### 4.3.1 直流系统电气量的扰动强度分析

直流系统在换相失败时，逆变器输出的电气量迅速变化，对交流系统可认为是附加扰动，因此需要对这种附加电气量的扰动强度进行分析和评估。逆变侧交流故障使换流母线电压降低，直流电流增大，最严重的情况是换相失败造成的直流短路，使直流电流迅速增大，但因直流控制系统的迅速响应，直流电流的增长很快得到抑制。即使在直流控制系统响应之前的极短时间内，由于线路平波电抗器的抑制作用，直流电流

的增长也是有限的。

假定整流侧电流调节器没有动作,触发角不变,则 $U_d = U_{d_0} \cos \alpha$  ( $U_{d_0}$ 为整流侧的理想空载直流电压),有

$$\begin{aligned} U_d &= L \frac{di_1}{dt} + i_1 R + i_2 R + L \frac{di_2}{dt} = L \frac{di_1}{dt} + i_1 R + (i_1 + i_2) R + L \frac{d(i_1 + i_2)}{dt} \\ &= 2R \left( i_1 + \frac{i_c}{2} \right) + 2L \frac{d \left( i_1 + \frac{i_c}{2} \right)}{dt} \end{aligned} \quad (4-1)$$

设 $i = i_1 + \frac{i_c}{2}$ , 则

$$i = \frac{U_d}{2R} + \left( I_d - \frac{U_d}{2R} \right) e^{-\frac{R}{L}t} \quad (4-2)$$

电容放电电流 $i_c$ 为

$$i_c = \frac{2U_d}{\omega L} e^{-\sigma t} \sin \omega t \quad (4-3)$$

式中, 衰减系数 $\sigma = \frac{R}{2L}$ ; 固有振荡频率 $\omega = \sqrt{\frac{2}{LC} - \sigma^2}$ 。

如果电流调节器正常动作, 可近似认为 $I_d$ 为常数, 将整流器用恒流源来代替, 则有电流调节器时计算电路如图4-2所示。

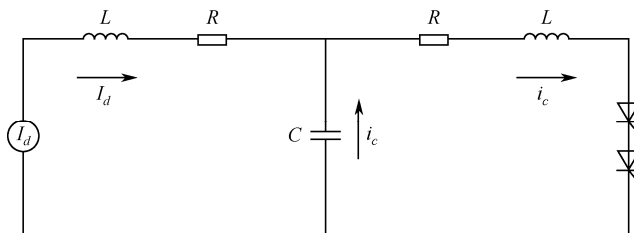


图4-2 有电流调节器时直流短路电流计算电路

可得

$$i_2 = I_d + i_c \quad (4-4)$$

电容放电电流  $i_c$  为

$$i_c = \frac{U_d}{\omega L} e^{-\sigma t} \sin \omega_2 t \quad (4-5)$$

式中, 固有振荡频率  $\omega_2 = \sqrt{\frac{1}{LC} - \sigma^2}$ 。

对于逆变器的二次连续换相失败, 发展至直流、电压反向, 因时间较长, 一般认为电流调节器已动作, 其短路电流加了一个由变压器线电压造成的电流分量, 但是因线路电抗较大, 反向电压只存在半个周期, 这个叠加的电流分量是较小的。通常在计算逆变器直流短路电流的基础上, 再适当加大些来估计。

整流侧和逆变侧的触发角控制具有极快的响应速度, 通常在  $1 \sim 4\text{ms}$ 。最严重的情况不超过没有电流调节器短路后  $5\text{ms}$  的电流大小, 如果考虑直流控制器的作用, 那么逆变器注入交流系统的电流更小。从这个意义来说, 直流系统换相失败时注入交流系统的附加电气量的扰动强度是有限的。

从实际故障录波、实时数字仿真器 (Real Time Digital Simulator, RTDS) 仿真结果和电磁暂态仿真软件仿真结果中可看出, 逆变器的阀侧三相电流的最大幅值均在直流额定电流的 2 倍以下。直流系统输送功率一般在满功率以下, 对应的直流电流应在额定值以下。因此直流系统在换相失败时对交流系统电气量的扰动强度是有限的, 在估算时不失一般性, 可取为正常额定电流的 2 倍以下。

### 4.3.2 直流系统电气量的特征分析

由于在交直流输电系统的相互作用下, 控制系统调节作用很难用数学或理论公式解释其电气量的变化规律。在分析逆变器换相失败时在现场故障录波、RTDS 仿真波形的基础上, 进一步在 EMTDC 仿真模型环境下研究逆变站交流侧直流输电系统等值电源的特点和一般规律。

研究基本结论如下:

(1) 直流系统注入交流系统的电气量的特征主要取决于故障前直流系统的运行工况(主要是其输送功率)及其控制保护系统的特性。

(2) 直流系统的扰动不会向交流系统注入零序分量, 但会向交流系统注入负序分量。

(3) 交流系统故障如果没有引起直流换相失败, 在故障后暂态过程中直流控制系统调整作用主要是维持之前直流的运行工况。在此过程中交流侧电量的变化反应比较微弱。

(4) 交流系统故障若导致直流换相失败及其恢复过程中电气量的变化是复杂和快速的。一般换相失败发生后, 直流控制系统存在一个逐渐调整时间较长的过程, 电流较小并维持一段时间, 待交流故障清除后直流系统再恢复至正常, 输送的功率。

① 直流输送功率越大, 故障暂态响应过程作用于交流系统的等值电流源越大。

② 在这一整个动态过程中电量变化最剧烈的时刻为换相失败发生时段, 且故障前直流功率越大, 则交流侧电量变化越剧烈。直流恢复过程中由于功率较小, 因而电量变化也不大。

③ 电流波形畸变厉害，从保护计算数据窗的角度分析含有丰富的谐波。

④ 发生换相失败后，电流中负序分量明显增加，零序分量为零。

⑤ 直流控制对交流扰动响应及对换相失败抑制的快速性决定了较大扰动量存在时间不会太长。大量的仿真结果表明直流扰动可能影响保护动作的时间区段在工频 2~3 个周期。

## 4.4 交直流混联电网故障对交流保护的影响

### 4.4.1 变化量方向元件

目前，高压及超高压线路普遍配置了纵联方向保护，并将其作为主保护。纵联方向保护是由线路两侧的方向元件分别对故障的方向作出判断，对两侧的故障方向进行比较以决定是否跳闸。方向元件起主要作用，其中变化量方向元件性能完善，它能反映所有类型的故障、不受负荷的影响、不受振荡的影响、动作快速等，因此在纵联方向保护中应用普遍。

根据叠加原理，系统存在扰动或故障时，可将网络解析为正常网络 and 变化量网络的叠加。图 4-3 (a)、(b) 分别为正、反方向故障时的变化量方向元件的计算电路，仅在扰动点处存在变化量电源  $\Delta U_f$ 。

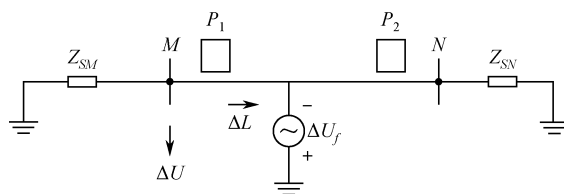
正方向按照通常规定，电流以母线流向线路的方向为正方向，电压以母线对地的方向为正方向。对于变化量方向元件  $P_1$  而言，正方向区域为母线  $M$  出口一直到对侧系统，其反方向区域为背后母线  $M$  到背后系统。

对于图 4-3 (a) 所示的线路  $MN$  上发生的故障，其产生变化量电源为  $\Delta U_f$ ，保护  $P_1$  感受到的变化量电压、电流分别是  $\Delta U$ ， $\Delta I$ ，可得

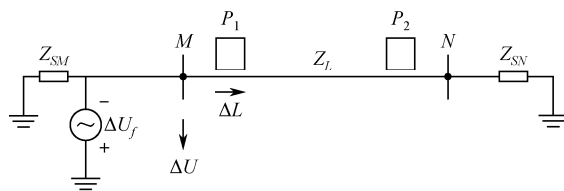
$$\Delta U = -\Delta I Z_{SM} \quad (4-6)$$

式中,  $Z_{SM}$  为  $M$  母线背后系统阻抗。

因而有



(a) 正方向故障



(b) 反方向故障

图 4-3 变化量方向元件计算电路

$$\arg\left(\frac{\Delta U}{\Delta I}\right) = -\arg(Z_{SM}) \quad (4-7)$$

对于图 4-3 (b) 所示的反方向故障, 可得

$$\Delta U = \Delta I' (Z_L + Z_{SM}) \quad (4-8)$$

式中,  $Z_L$  为路线  $MN$  的阻抗;  $Z_{SN}$  为  $N$  母线背后系统阻抗。

因而有

$$\arg\left(\frac{\Delta U}{\Delta I'}\right) = \arg(Z_L + Z_{SN}) \quad (4-9)$$



实际计算变化量方向时，是将变化量电压和变化量电流之间相位作为判据。假设线路和系统阻抗角度一致，变化量方向元件动作区域如图 4-4 所示，可以清楚地看到，在变化量网络中，只要变化量电源（扰动源）位于母线背后，那么变化量方向就应为反方向；只要变化量电源（扰动源）位于保护定义的正方向上，那么变化量方向就应为正方向。在实际的微机纵联方向保护中，同时设正、反方向元件对故障方向进行判别，且反方向动作优先，发信并闭锁正方向元件。

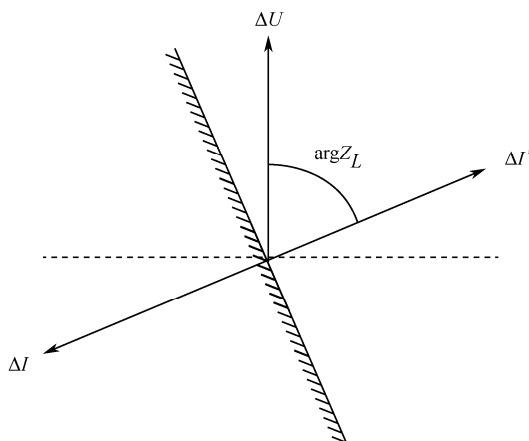


图 4-4 变化量方向元件动作区域

在交直流混合系统中，当直流系统发生扰动时，可认为是直流系统等效电源的变强或者变弱、退出或者投入等。直流系统的扰动会引起变化量网络出现一个变化量电源，从而对保护变化量方向元件造成影响。在交直流系统中，直流系统 HVDC 的扰动如图 4-5 所示，对线路 MN 来说可用变化量网络来分析，M 侧保护变化量方向元件  $P_1$  将判为反方向，N 侧保护变化量方向元件  $P_2$  将判为正方向，变化量方向元件均能正确动作。即仅直流系统发生扰动时，变化量电源只有直流侧一个变化量，方向元件均能正确反映方向，不存在方向误动问题。

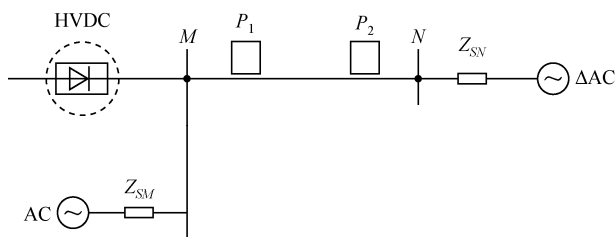


图 4-5 直流系统 HVDC 的扰动

另外方向元件  $P_1$  和  $P_2$  是有判别门槛的，要使  $P_1$  和  $P_2$  对系统中出现的变化量电源有所反应，必须是直流系统引起的变化量电源足够大，对交流系统的影响足够强才行。对于直流系统中缓慢发生的扰动，如直流启动时，由于电流电压变化非常缓慢，扰动产生的等值变化量电源很小，此时  $P_1$  和  $P_2$  的变化量方向不会反应。只有在直流系统功率大范围快速变化时，例如换相失败，引起变化量网络出现较强变化量电源时，保护的变化量方向元件才会有所反应。

在交流故障的暂态过程中，直流系统相对交流系统而言，可等效为另一个扰动点。由于直流控制系统的快速响应，这个扰动的强弱在暂态过程中是快速变化的。如图 4-6 所示，由初始故障  $K$  导致的扰动（电流变化量  $D_1$  和直流系统表现的扰动，电流变化量  $D_2$  可能会出现“竞争”）。这样的结果是，当  $D_1$  强于  $D_2$  时，保护元件  $P_1$  判为反方向，保护元件  $P_2$  判为正方向。当  $D_2$  强于  $D_1$  时， $P_1$  判为正方向， $P_2$  判为反方向。从保护的角度看，电流变化量  $D_1$  和电流变化量  $D_2$  存在“竞争”关系。如果交流故障初期引起的  $D_1$ ，使保护启动并判断的方向是母线  $B \rightarrow$  母线  $A$ ，随后直流系统引起的  $D_2$  较大并改变保护判断的方向为母线  $A \rightarrow$  母线  $B$ ，即出现暂态功率倒向。方向元件特别是变化量方向，由于灵敏度较高，线路中出现暂态功率倒向时相应的纵联方向保护容易误动作。

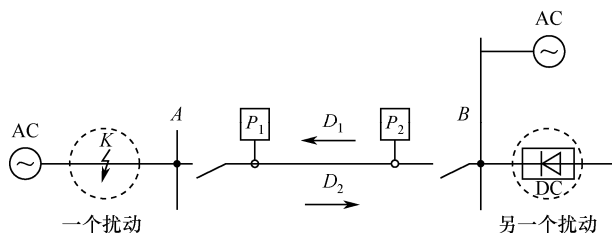


图 4-6 交直流间电气扰动竞争示意

事实上，对于传统的交流输电系统，同样可能出现多个故障电源叠加的情况，如果被保护线路的正、反方向先后发生故障，在故障序网中，被保护线路的正、反方向同时叠加故障电源，同样会影响变化量方向元件的方向判别的反复。但是，继电保护设计思路的一个前提是，不考虑两个相互无关的故障源同时发生，也就是不考虑两个小概率事件的叠加。因此，继电保护仅考虑传统交流系统中有关联的两个电气变化，例如，相邻线开关不同时引起的本线保护功率倒向。

但是，直流系统的接入，其电子控制功率输出的特性，改变了先前按机械动作的时间特征；同时从等值电源的角度，也改变了传统交流系统中的电源（阻抗）的惯量特征。因交流系统故障引发直流系统特殊运行工况（如换相失败），两个小概率事件实现了相互关联，对传统交流继电保护，这是一个必须要考虑并解决的新问题。

#### 4.4.2 零序元件

从电量性质来看，零序属于故障分量，有且只有系统中出现接地故障时才可能出现零序电压；零序电流只在有零序流通回路的支路中出现。

目前直流常有双桥方式产生  $30^\circ$  的电气角差，其换流变压器的有  $YN_y$  和  $YN_d$  两种接线。并且是换流变压器交流侧均为 Y 形接地，直流侧

为 Y 形不接地或者  $\Delta$  形。因此交流系统侧的零序网络到换流变压器处截止，直流系统扰动引起的电量变化不会向交流系统注入零序电流分量，如图 4-7 所示。

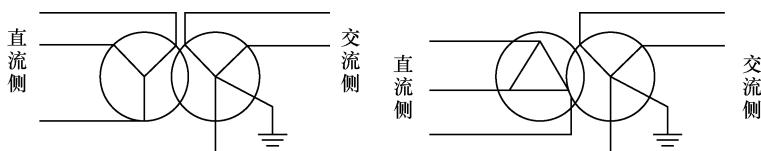


图 4-7 换流变压器  $YN_y$  和  $YN_d$  两种接线示意

但当交流系统发生接地故障时，直流系统的变化相当于直流这个等效电源发生了变化，从而影响到交流系统中的零序电流和零序电压的大小，但不会影响到零序方向性。但当交流系统中存在接地故障时，直流系统的变化会影响到交流系统的零序过电流和零序过电压元件。将直流系统等效为交流电源，系统中所有的交流电源等效为另一个交流电源，当系统发生接地故障时，复合序网如图 4-8 所示。

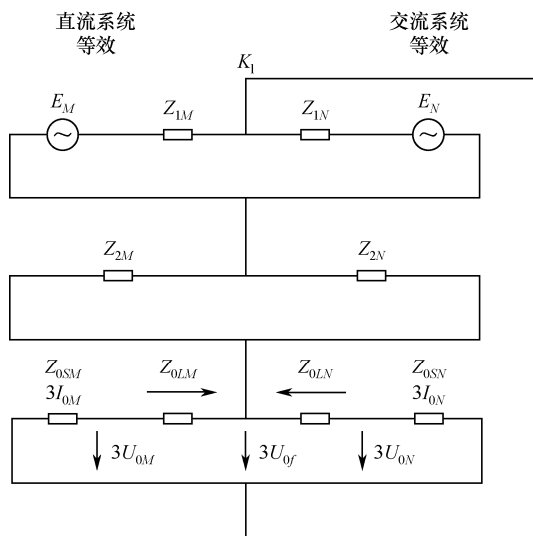


图 4-8 系统发生接地故障时直流复合序网

### 4.4.3 负序元件

从电量性质来看,负序分量属于故障分量。理论上只有在系统出现不对称性故障时才会出现,但与零序分量不同的是,在直流系统发生扰动,如换相失败时,会向交流系统注入负序电流,对交流系统的负序保护产生影响。直流系统等值电源的变化,使得交流系统的负序电流和电压大小发生变化。其次,由于直流系统的变化,会向交流系统注入负序电流。此时,相当于叠加了一个负序电源于交流系统中,此时的情况类似于直流系统变化对变化量方向元件的影响。

从前一小节分析直流系统变化对零序保护影响的角度出发,以负序网络来分析直流系统变化对负序保护的影响,可以发现,换流变压器的接地方式不能阻止交流系统负序网络伸入到直流系统中。如果直流系统变化可提供负序电流,将会影响到交流系统的负序网络。

直流系统的调整过程中,一般来讲都是三相对称的,此时是不会向交流系统供入负序电流的。但在直流系统变化,如换相失败,特别是连续换相失败时,可能会对交流系统注入负序电流,从而对负序保护产生影响。

为验证上述论断,以博罗—横沥中点 A、B、C 三相故障为例分析,选择博横线故障,是因为博横线距离直流落点较近,受直流系统影响较大。选择 A、B、C 三相故障,是因为三相故障不会在交流系统的负序网络中产生负序电源,此时,如果系统中存在负序分量,那么只能是直流系统变化引起的。因此,只需取交流系统中某处的负序电流和负序电压即可以论证直流系统是否会对交流系统负序产生影响。

取阀电流，鹅城和博罗的电流、电压、负序电流、负序电压以及负序电压电流之间的角度如下。

图 4-9 所示为阀电流波形，从图中可以看到，在 1770~1830ms 约 3 个周波的时间内呈 AB 两相短路的特征。此时，如图 4-9~图 4-15 所示，直流系统将向交流系统供入负序电流。

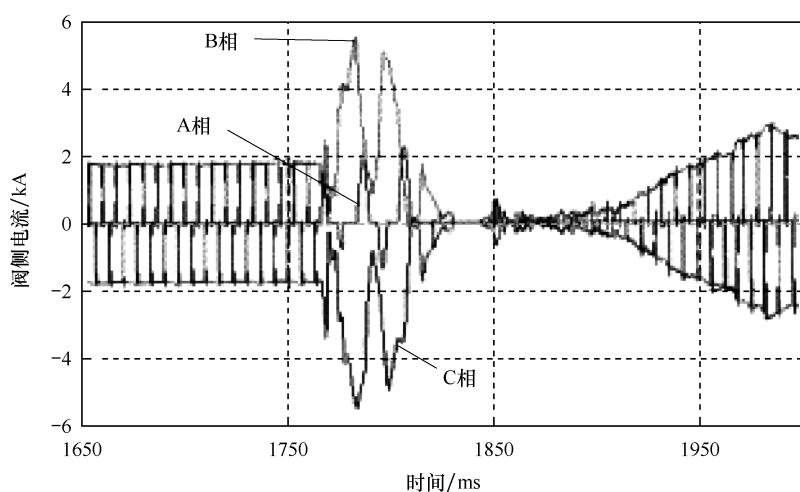


图 4-9 阀电流波形

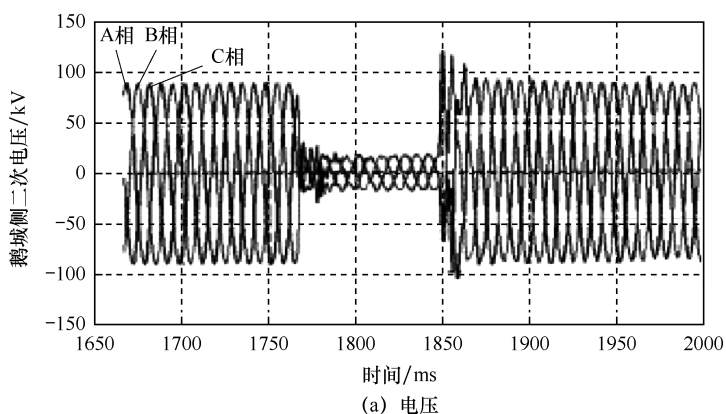


图 4-10 鹅城电压以及电流波形

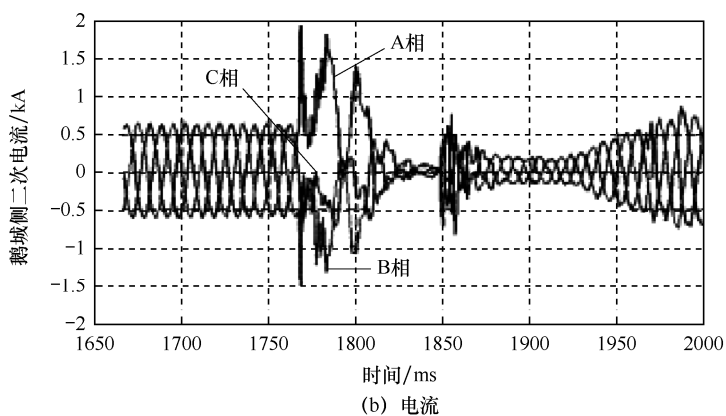


图 4-10 鹅城电压以及电流波形 (续)

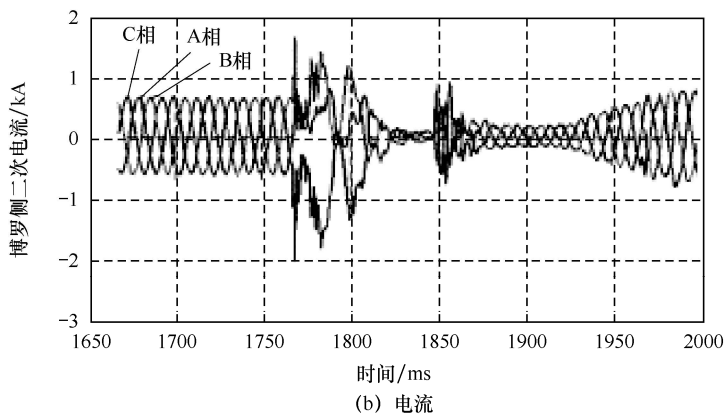
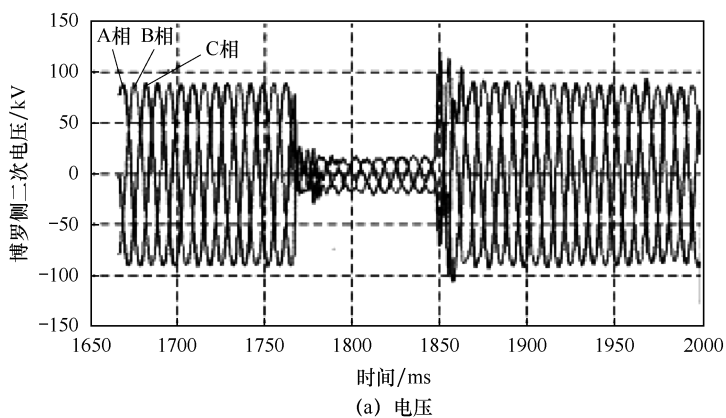


图 4-11 博罗电压以及电流波形

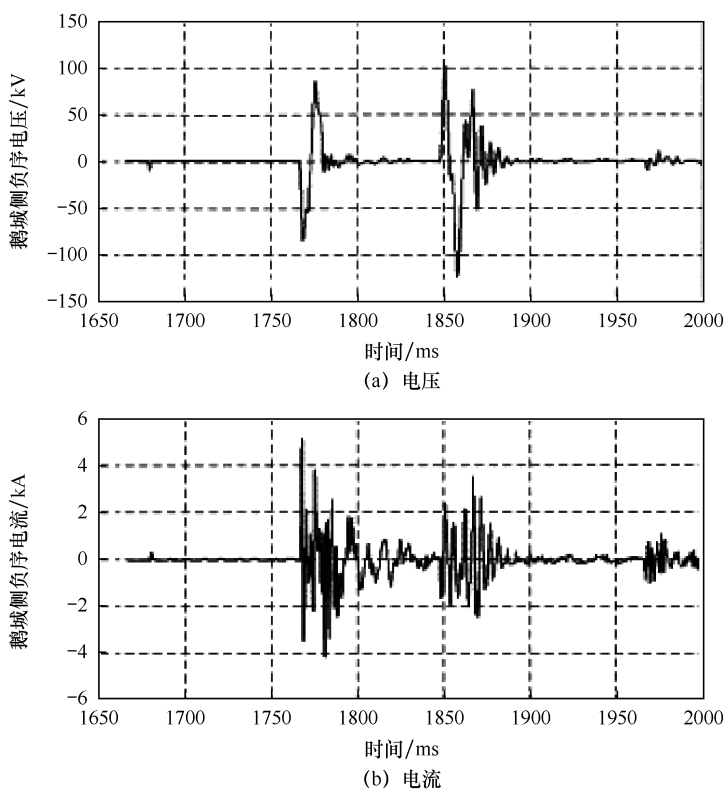


图 4-12 鹅城负电序电压以及波形

1770~1790ms 负序电压输出是数据窗计算造成的。

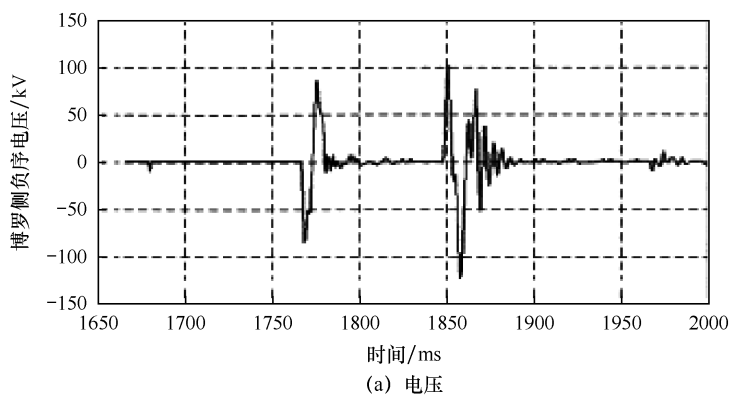


图 4-13 博罗负电序电流电压波形



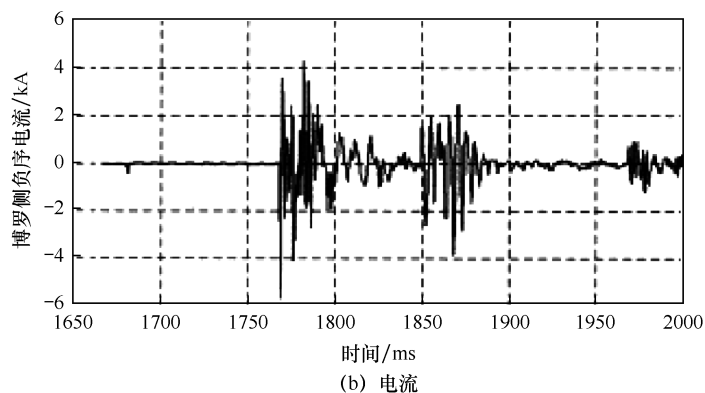


图 4-13 博罗负序电流电压波形 (续)

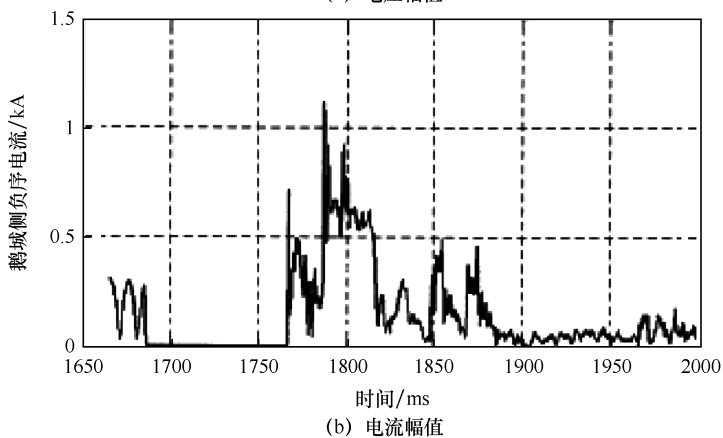
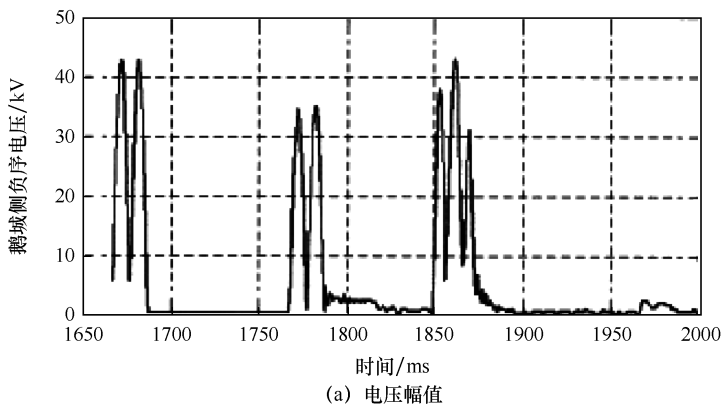


图 4-14 鹅城负序电压、电流幅值及负序电压电流角度

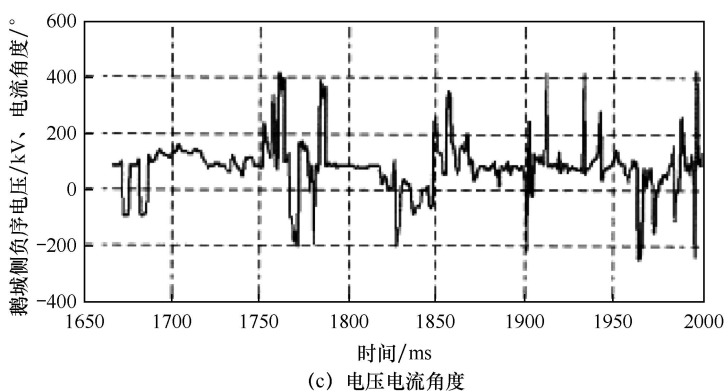


图 4-14 鹅城负序电压、电流幅值及负序电压电流角度 (续)

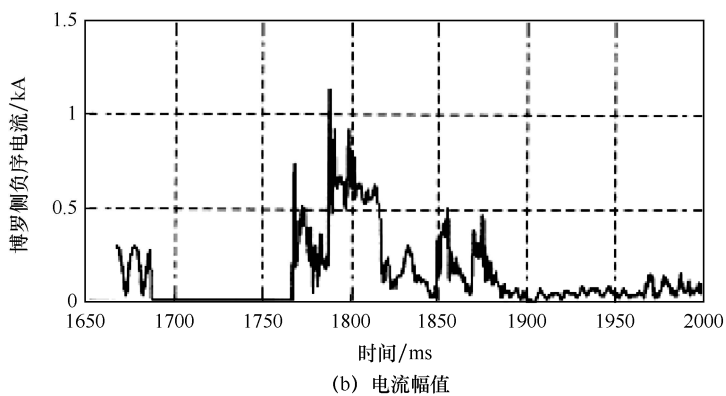
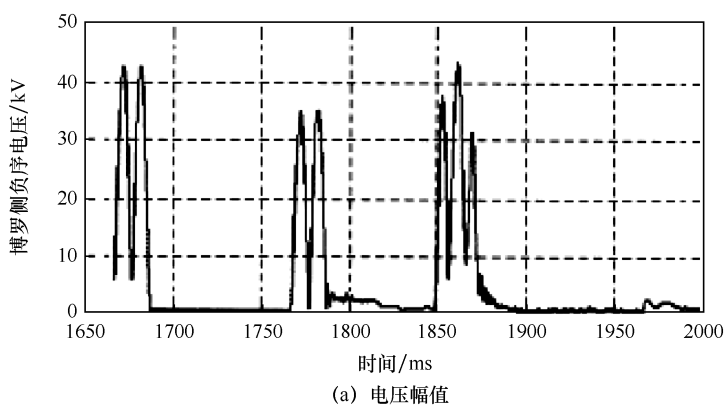


图 4-15 博罗负序电压、电流幅值及负序电压电流角度

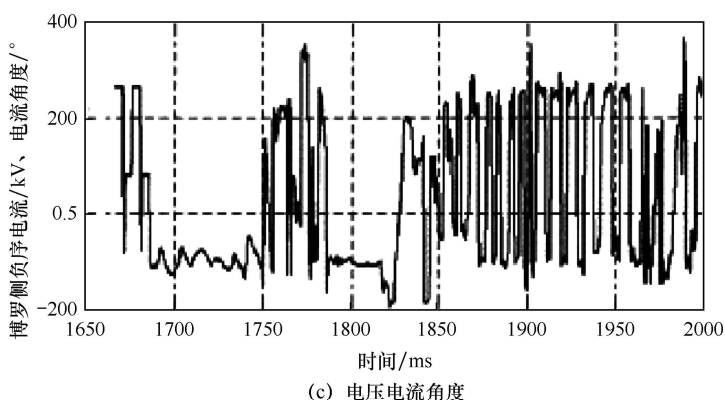


图 4-15 博罗负序电压、电流幅值及负序电压电流角度 (续)

在 1790~1820ms 负序电压和负序电流的输出相对稳定,且负序电压电流、负序功率方向的特性类似于变化量方向元件,如图 4-16 所示。

通过判别负序电压  $U_2$  和负序电流  $I_2$  的相位,也就是保护感受到的负序阻抗的相位,即可得到负序功率方向。图 4-16 中,阴影一侧即为正方向。

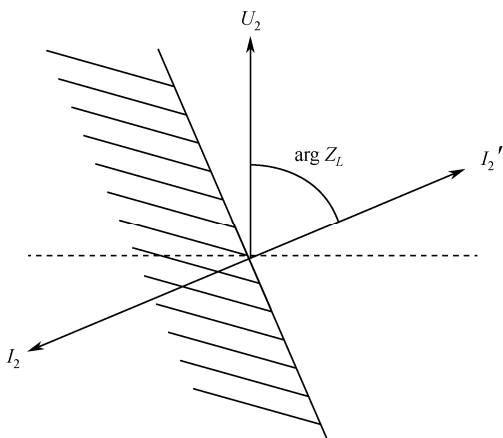


图 4-16 负序功率方向的特性

上述例子证明了，在直流系统发生某些变化，如连续换相失败时，会向交流系统注入负序电流，会对交流系统的负序保护产生影响。当交流系统发生非对称故障，同时直流系统发生如连续换相失败时，相当于在负序网络中同时叠加了两个负序电源，这两个负序电源相互作用会对负序保护产生新的影响。此影响类似于两个变化量电源对变化量方向元件的影响。

### 4.4.4 距离元件

变化量方向元件、零序和负序元件都是基于故障分量的保护元件。常规的距离元件是比较测量阻抗与整定阻抗之间关系来完成保护功能的，尽管实现距离保护的手段不同（比相或者比幅），以及距离保护的特性不同（圆特性或者四边形特性），但以判别测量阻抗是否落到动作区作为距离保护是否动作的分析方法，总是可以作为分析常规距离保护的有效手段之一。本节将以此为主要方法分析直流系统变化对距离元件可能的影响，本节以圆特性为例分析距离保护测量阻抗受到的影响，其在阻抗平面上的测量阻抗如图 4-17 所示。

A 相测量阻抗变化轨迹如图 4-17 所示。圆圈为直流系统变化前的测量阻抗，因为仅有有功功率，故而测量阻抗的相位在  $0^\circ$  附近。当单极闭锁调整完成以后，测量阻抗落到圆圈处，可见无功和有功的比例有变化。中间的圆圈为单极闭锁时，整个系统功率重新分配工作中测量阻抗一个较长的暂态变化。

圆特性阻抗继电器整定范围为  $Z_{zd}$ ，系统正常运行时，测量阻抗为  $Z_k$ 。一般来说  $Z_k \geq Z_{zd}$ ，且  $Z_k$  的相位应较小。这是因为系统正常运行

时，线路上输送功率的功率因数应接近于 1，即线路上输送的功率中，有功功率占主要部分。

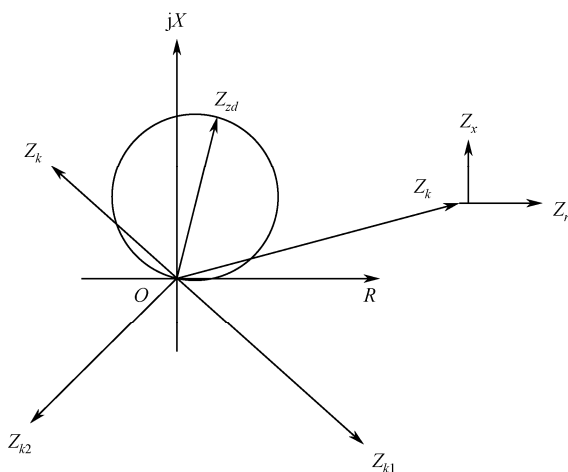


图 4-17 圆特性距离保护的测量阻抗

直流系统发生变化时，导致交流系统的功率分配发生变化，其直接结果是导致保护感受到的测量阻抗发生变化。相当于在原测量阻抗  $Z_k$ ，在  $R$  和  $jX$  方向上分别叠加一个分量  $Z_r$  和  $Z_x$ 。 $Z_x$  由无功功率变化决定， $Z_r$  由有功功率变化决定。

当仅发生有功变化时，将类似于交流系统距离负荷入侵的特性，测量阻抗即在两条负荷特性曲线之间变化。下面以单极闭锁为例，分析交流系统线路上测量阻抗的变化轨迹，如图 4-18 所示。

350ms 左右时发生单极闭锁，有功功率减半，无功功率上升。有功功率和无功功率如图 4-19 所示。

从图 4-20、图 4-21 可以看到，BC 相间测量阻抗与 A 相测量阻抗相似。

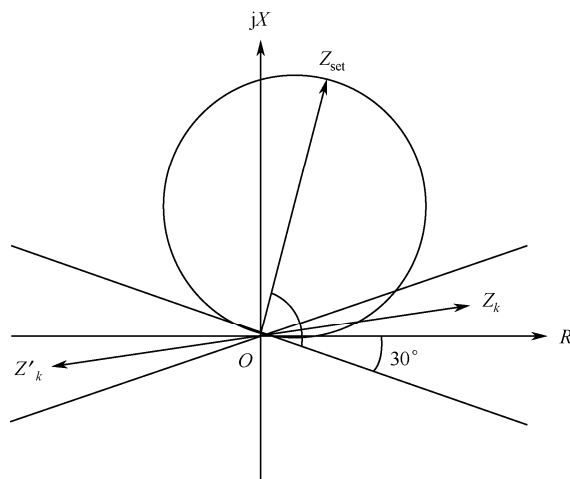


图 4-18 测量阻抗  $Z_k$

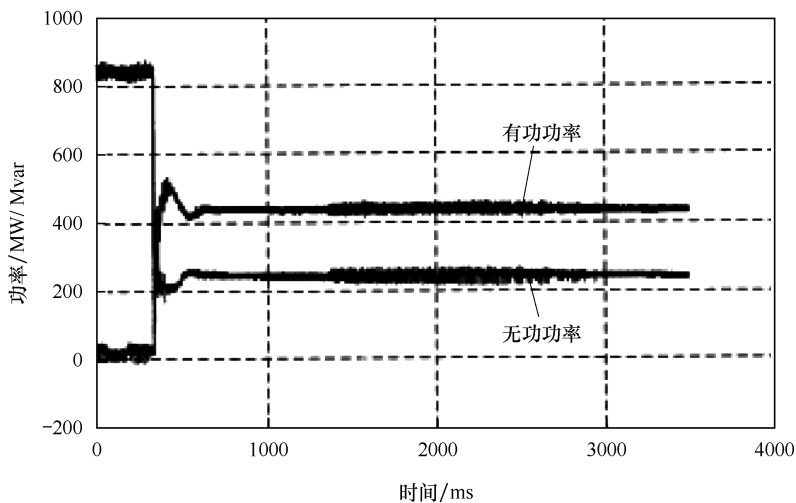


图 4-19 有功功率和无功功率

在逆变侧交流系统发生较轻微故障且没有引起逆变器换相失败时，直流系统将根据所采用的控制策略，进行相应的控制调整。在考虑直流系统的控制为理想的情况下，直流系统注入交流系统的电流将不变。但是实际上控制系统的控制特性有一定的延时，从而产生相应的暂态过程。

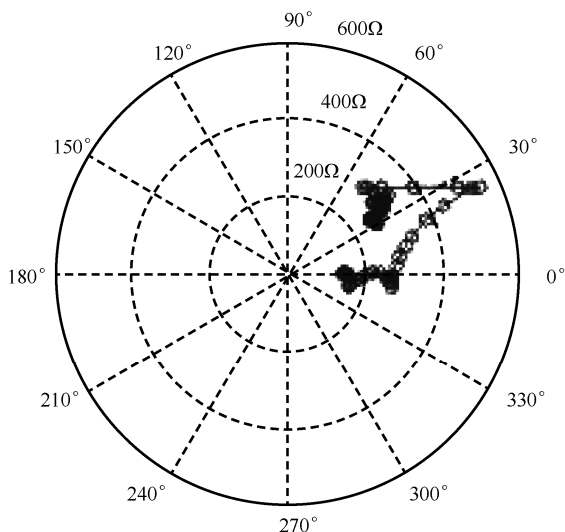


图 4-20 A 相测量阻抗变化轨迹

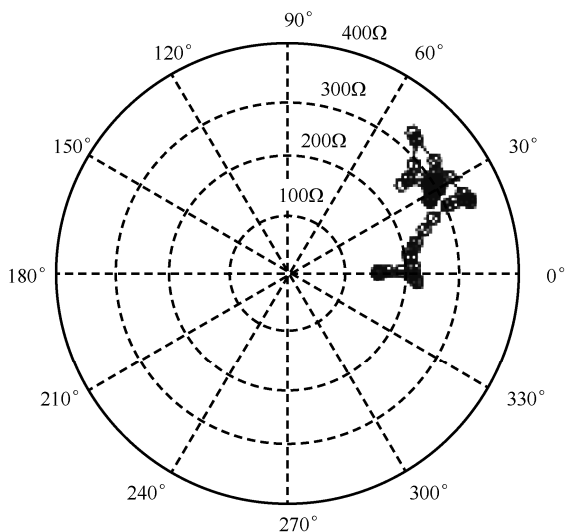


图 4-21 BC 相间测量阻抗

在故障初期，由于逆变侧直流电压随交流电压的降低而减少，因此直流电流必然增大，从而使交流相电流随之增大，与此同时由于电流增大和换相电压的降低使换相角也随之增大。随后在直流系统的控制下，

直流电流的大小将恢复到原来的值，但与电压之间的夹角不能恢复到原来的大小，这是由于换相电压降低使相角增大的缘故。

在交流系统故障引起逆变站母线电压波动较大时，将可能引起直流逆变器的换相失败。换相失败后将会造成直流侧短路，此时逆变器输出到直流系统的电流为零，即相当于开路，其持续时间为  $120^\circ + \mu$ ，电流急剧减少。

考虑到最极端情况是瞬时直流有功功率全失，无功富余取决于电压跌落和无功补偿情况。考虑到严重故障时逆变站母线电压下降很低，无功补偿下降很多，无功剩余较少，因此对直流临近交流线路测量阻抗影响不大。对于广东电网 500kV 线路直流附近线路可能有影响的线路为 140km 的砚花线、137km 的花博线。从大量仿真结果看距离元件不会误动作。

### 4.4.5 差动元件

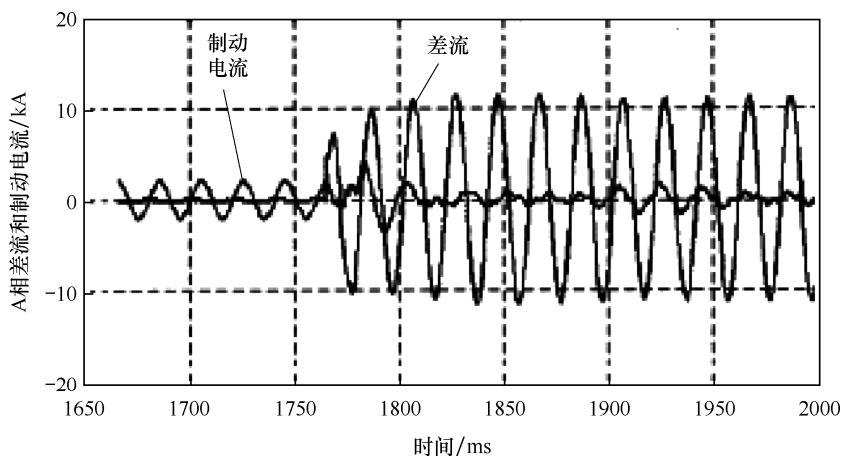
建立在基尔霍夫定律基础上的线路纵联差动保护在每一侧都可以直接比较两侧的电气量，根据对两侧电流幅值和相位比较的结果来判别是区内还是区外故障。相对于其他保护元件而言，具有先天的优势，通过比较差动电流和制动电流的关系即可判别出故障是区内还是区外。

对于常规差动保护而言，直流系统的扰动是不会对差动保护产生影响的，这是由差动保护本身的原理决定的。直流扰动响应改变了其等值电流源的强弱，因此可能会引起差动保护中差动电流和制动电流的变化。考虑到对差动保护最严重的工况是直流落点处线路发生故障直流功率全部丢失，即等值电源降为零。此时线路退化为单侧电源供

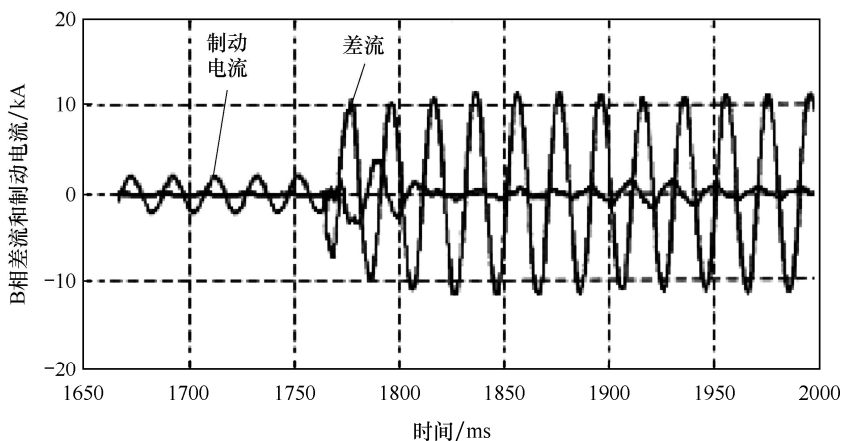


电，差动保护整定已考虑到系统可能出现这种工况，从保护原理上已防止了功率倒向导致保护误动的发生。因此线路功率倒向不影响差动保护正确动作。

如图4-22所示为出口AB经 $25\Omega$ 过渡电阻短路时的差流和制动电流。



(a) A相



(b) B相

图 4-22 出口 AB 经  $25\Omega$  过渡电阻短路时的差流和制动电流

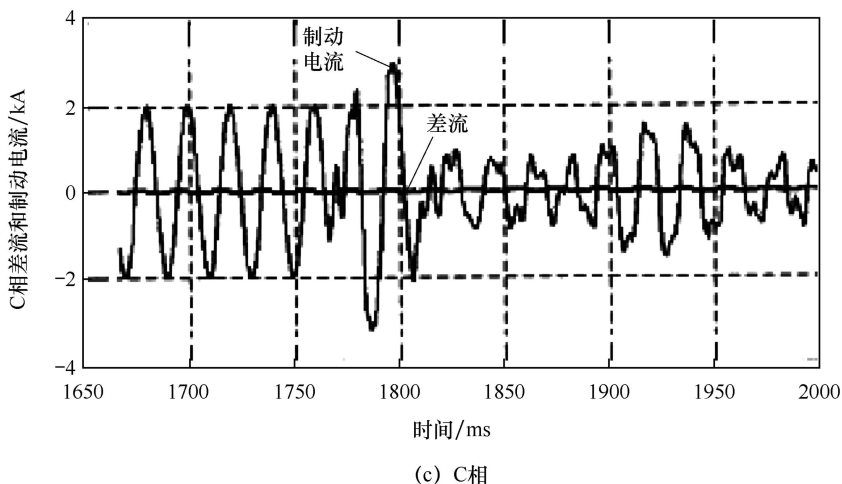


图 4-22 出口 AB 经  $25\Omega$  过渡电阻短路时的差流和制动电流 (续)

显然，差流大于制动电流，差动保护会可靠动作。因此与直流系统联系紧密的交流输电线路应考虑采用原理较为成熟的光纤分相电流差动保护。但对于变化量差动这种特殊形式的差动保护而言，在某些情况下可能存在问题。

故障点处的零序电压  $3U_{0f}$ ，通过解序网方程可得到，如下：

$$3U_{0f} = 3 \frac{\frac{E_M Z_{1N} + E_N Z_{1M}}{Z_{1N} + Z_{1M}}}{Z_{1M} // Z_{1N} + Z_{2M} // Z_{2N} + Z_{0M} // Z_{0N}} \quad (4-10)$$

系统运行方式固定时各系统阻抗是固定的，当直流系统发生变化时，将会影响到零序网络中故障点零序电压  $3U_{0f}$ ，从而将导致保护安装处的零序电流  $3I_{0M}$ 、 $3I_{0N}$  和零序电压  $3U_{0M}$ 、 $3U_{0N}$  的大小有所变化。考虑到此时交流系统为接地性故障，而直流等效为不接地的故障。这种复杂故障解析分析较为困难。由于直流输电用于电流刷，稳定后工况会随着故障的严重程度而变化，因此等效电源应采用电流源模型，而不能采

用电压源模型。所以其对零序的扰动量比较小。但  $3U_{0M}$ 、 $3I_{0M}$ 、 $3U_{0N}$  和  $3I_{0N}$  的相位关系是固定的,其相位关系反映的仍是背后零序阻抗  $Z_{0SM}$  和  $Z_{0SN}$  的相位,即零序功率方向元件的特性不会受到影响。

因此,更全面的结论是,不论交流系统中是否存在接地故障,直流系统均不会向交流系统注入零序电量,这是由换流变压器的接线方式决定的;当交流系统中存在接地故障时,直流系统的变化,会影响到交流系统中的零序电流和电压的大小,但不会影响到零序方向性,即当交流系统中存在接地故障时,直流系统的变化会影响到交流系统的零序过电流和零序过电压元件,但对零序方向元件不会产生影响。

## 4.5 交流系统不接地故障时直流系统变化对交流零序保护的影响

为验证上述结论，以博罗—横沥中点 BC 相间故障为例分析，选择博横线路故障，是因为博横线已距离直流系统较近，对直流系统影响较大。选择 BC 相间故障，是因为相间故障不会在交流系统的零序网络中产生零序电源，此时，如果系统中存在零序分量，那么只能是直流系统变化引起的。因此，只需取交流系统中某处的零序电流和零序电压即可以论证直流系统是否会对交流系统零序产生影响，取鹅城和博罗处的零序电压以及电流波形如图 4-23～图 4-26 所示。

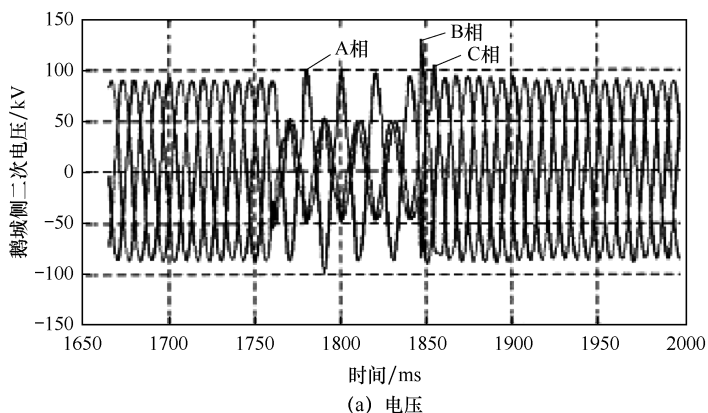


图 4-23 鹅城电压以及电流波形

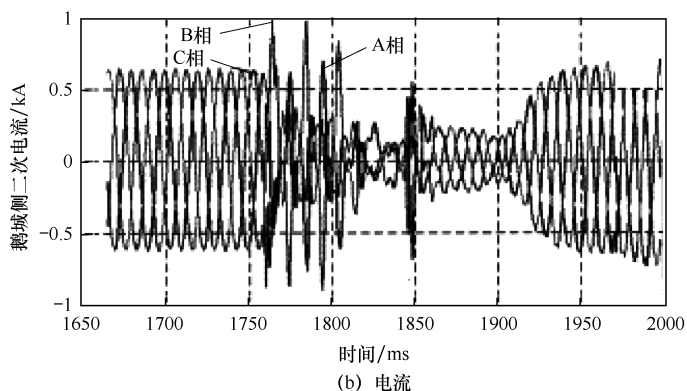


图 4-23 鹅城电压以及电流波形 (续)

交流系统发生不接地故障时，直流系统换相失败不会向交流系统注入零序分量，也不会对交流系统零序保护产生影响。

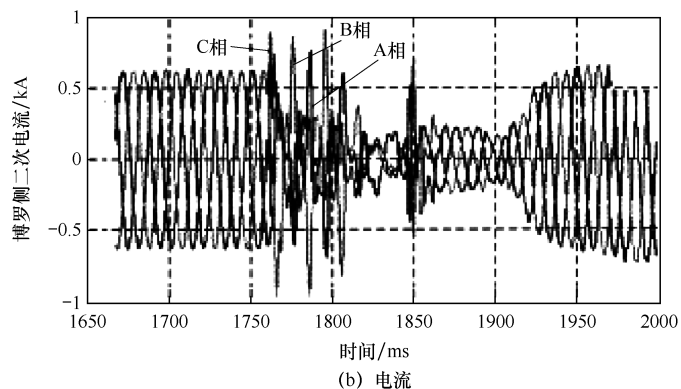
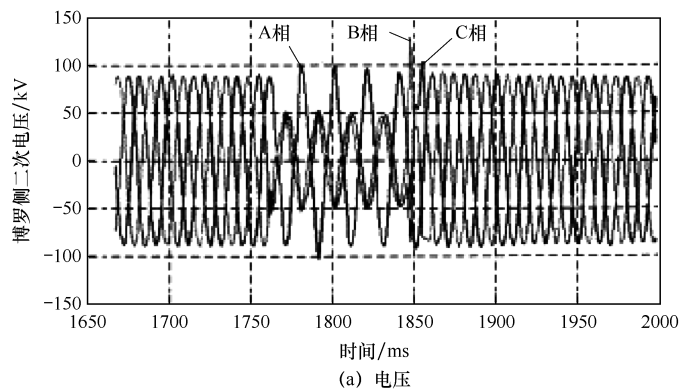
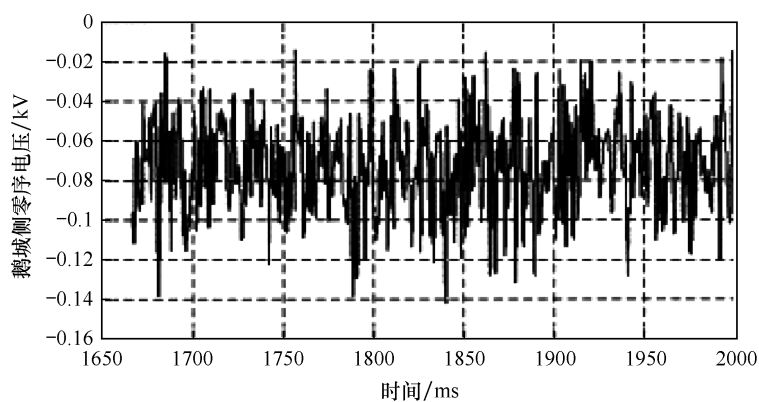
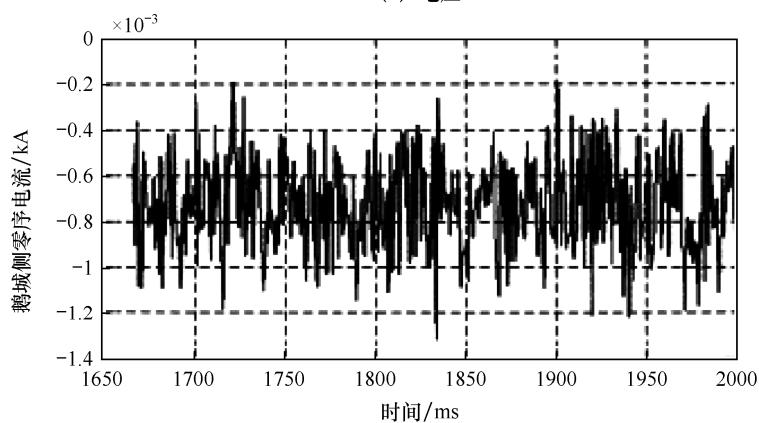


图 4-24 博罗电压以及电流波形

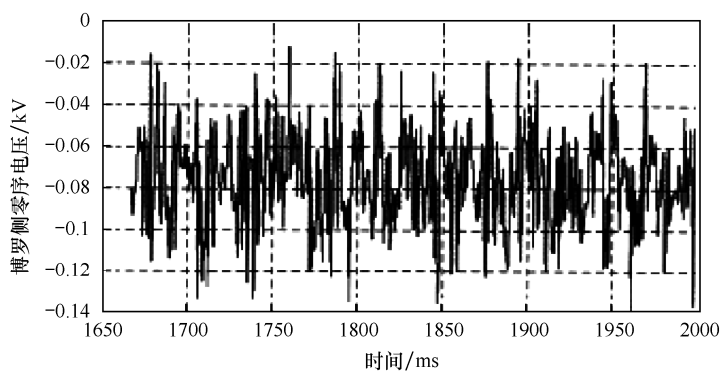


(a) 电压



(b) 电流

图 4-25 鹅城零序电压以及电流波形



(a) 电压

图 4-26 博罗零序电压以及电流波形

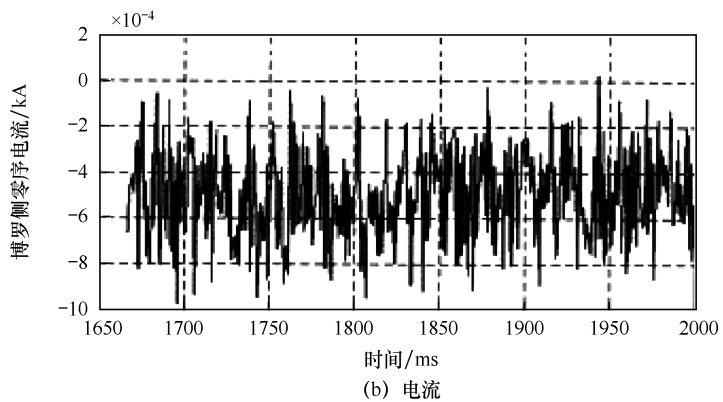


图 4-26 博罗零序电压以及电流波形 (续)

## 4.6 交流系统接地故障时直流系统变化对交流零序保护的影响

以博横甲线 AG 故障为例分析,故障持续时间 80ms, 阀侧电流如图 4-27 所示。

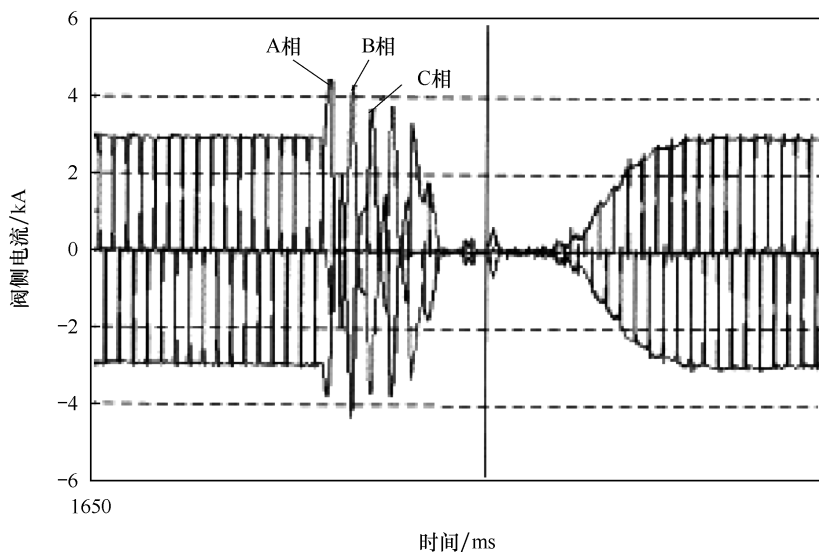


图 4-27 阀侧电流波形

从阀侧电流可以看到, 确实发生了换相失败, 如图 4-28 所示。



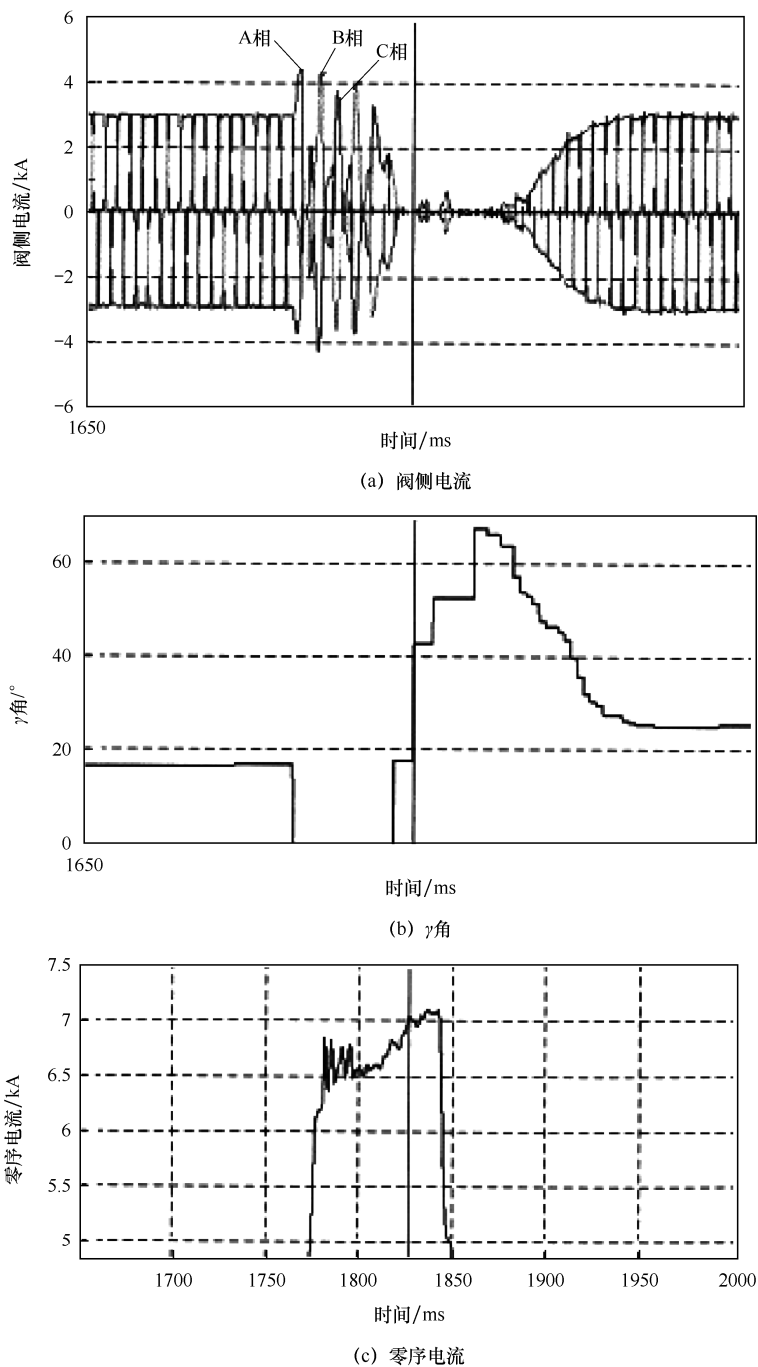


图 4-28 阀侧电流、 $\gamma$ 角和鹅博线零序电流幅值

从图 4-28 中可以清晰地看到，故障开始后，零序电流逐渐增大，当阀电流完全被抑制后，零序电流稳定下来，其增幅接近 9%。

从取得的两条线上的零序电流可以发现，直流系统变化尽管不会向交流系统注入零序电流，但影响交流系统中的零序电流大小。满功率时，交流系统零序电流的变化接近 9%，半功率时零序电流接近 6%。

从前面的分析和试验中可以看到，直流系统变化不会向交流系统注入零序分量，但当交流系统发生接地故障时，直流系统变化会对交流系统的零序量产生影响。满功率时，其影响在 9% 左右；半功率时，其影响在 6% 左右。在零序过电流定值整定时，特别是速动段定值整定时，可能需要更多考虑直流系统的影响。

鹅城和博罗处的零序电压、电流的量值非常小，可见，直流系统变化是不会对交流系统的零序保护产生影响的。

由于换流变压器的接线方式，使得交流系统的零序网络到换流变压器处截止，直流系统变化不会对交流系统的零序保护产生影响。

## 4.7 交直流混联电网故障暂态功率导向分析

### 4.7.1 暂态快速功率倒向机理研究

交流系统故障初始暂态过程中，直流系统在没发生换相失败前和控制系统动作减小输送功率前，从换相的角度需要增加越前触发角，因此无功需求增加，这可能会引发交流系统功率倒向。控制系统动作后直流功率下降，可能出现无功剩余，引发故障交流系统功率倒向。这种功率倒向区别于传统纯交流系统倒向的快速性。

若故障引起直流换相失败，则相当于故障扩大。在原故障基础上，增加了一个两相短路（换相过程与相间短路类似，因此该不对称电源只具有正序和负序分量）和开路故障（发生换相失败时，由于同一桥臂的两个阀同时导通，而形成直流侧短路，而此时逆变器输出到直流系统的电流为零，即相当于交流侧三相断路开路）交替发生的故障，即故障类型交替变化的一种特殊复故障。在两个故障点间的线路或元件可能方向判别不正确。

对于逆变侧交流系统而言，直流系统可以等效为一个由换流变压器交流侧母线电压控制的可控电流源。当直流系统发生扰动时，总可以认

为是直流系统等效的电源变强或者变弱、退出或者投入等。其中变化最快速和最剧烈的是换相失败及恢复的这个暂态过程。从分解与叠加的角度来看，直流换相失败相当于受端交流系统瞬时失去一个电流源。直流换相恢复相当于受端交流系统瞬时投入一个电流源。

下面就直流发生换相失败后对多大范围内影响交流系统的暂态功率方向的改变进行分析。直流系统换相失败相当于交流系统瞬时损失了一个电流源，对故障而言是削弱作用的；直流系统换相失败后的恢复过程相当于交流系统瞬时投入了一个电流源，对故障而言是助增作用的。因此以下重点分析两方面的问题：一方面是故障变异发生的条件；另一方面是交直流相互作用的时序关系。

本节中重点分析在什么故障情况下交流系统故障会引发直流系统换相失败（此问题在前面已分析），以及直流系统换相失败及其恢复过程能使交流系统故障性质产生变异（区内故障误判为区外故障、区外故障误判为区内故障）。

考虑直流系统的快速调节特性，其在故障后电流幅度增加有限。因此直流系统作用要能使交流系统故障性质产生变异，必须使故障后交直流两者故障分量电流对交流电网中母线电压影响在幅值上相当。这样交流系统轻微故障（轻微故障是指直流所连接的 500kV 电网所感受到的故障电流不大）下直流的动态作用才可能引发交流系统故障性质变异。

对于交流系统严重故障，如三相金属性接地故障，其故障电流的大小取决于网络的短路水平。根据短路计算结果知，以三广直流额定容量为基准，在广东电网博罗站内 500kV 母线短路电流水平为 11；220kV 母线短路电流水平为 4.3，且在 220kV 系统故障电流经升压变压器传变作

用到 500kV 系统时大为减小。因此相较而言直流临近的交流系统 220kV 电压等级下故障更易引发交流系统故障性质产生变异。

根据故障计算可知博罗站、横沥站、东莞站、惠州站、花都站在单相接地、两相短路、两相接地短路和三相短路分别经过  $80\Omega$ 、 $140\Omega$ 、 $160\Omega$ 、 $80\Omega$  过渡电阻情况下故障点电流与直流电流相当。根据各母线点故障引起直流换相失败的临界过渡电阻可知，500kV 电压等级网络中发生两相短路和两相接地故障情况下才可能引发交流系统故障性质产生变异。

根据线路所连接母线与交流故障点、直流逆变站之间电气距离远近可以将系统中所有母线分为表 4-1 所示的 4 种情况。

表 4-1 线路两侧母线与交流故障点、直流逆变站的电气关系

|      | 母线 1               | 母线 2               |
|------|--------------------|--------------------|
| 情况 1 | 靠近直流逆变站<br>靠近交流逆变站 | 背离直流逆变站<br>背离交流逆变站 |
| 情况 2 | 靠近直流逆变站<br>背离交流逆变站 | 靠近直流逆变站<br>背离交流逆变站 |
| 情况 3 | 背离直流逆变站<br>靠近交流逆变站 | 靠近直流逆变站<br>背离交流逆变站 |
| 情况 4 | 背离直流逆变站<br>背离交流逆变站 | 靠近直流逆变站<br>靠近交流逆变站 |

其中情况 1 与情况 4、情况 2 与情况 3 是对偶，因此分析时只需分析情况 1 和情况 2 即可，交直流相互作用可分为以下两种情况：

### 1. 情况 1

交流故障发生引发直流换相失败时，交流故障切除前直流换相恢复。

此情况交直流行为可分为以下 4 个不同阶段。

阶段一：交流系统发生故障尚未引起直流换相失败。此阶段中故障性质完全由交流系统故障决定，保护能正确判别。

阶段二：交流系统故障引发直流换相失败。此阶段中直流换相失败与交流故障点属于故障性质相互竞争的关系，可能引起保护区外故障误动、区内故障拒动。

根据故障网络可知，距离交流故障点电气距离越近的节点，故障对其母线电压影响越大；距离直流换流母线电气距离越近的节点，直流换相失败及其恢复对其母线电压影响越大。因此，直流和交流故障点对线路两侧母线的电气距离远近性质相同，故障暂态过程中两者的竞争一般不会引发暂态功率倒向。反之，当故障后直流和交流故障点对线路两侧母线的电气距离远近性质相异，故障暂态过程中两者的竞争可能会引发暂态功率倒向。因此当一条线路所连接两端母线出现一个距离故障较近而另一个距离直流逆变站较近时，在交流系统故障引发直流换相失败时，交流故障点和直流电流属于竞争关系，在此过程中可能会引起区外故障误动、区内拒动。线路所连接的两端母线与直流和交流故障点对线路两侧母线的电气距离远近性质，由线路在电网中与直流系统的电气位置和故障点位置两者共同决定。

阶段三：直流换相失败后恢复过程。此阶段中直流换相恢复与交流故障点属于故障性质相互加强的关系，在此过程中保护能正确判别。

阶段四：交流故障点切除。此阶段中故障性质完全由交流系统故障决定，保护能正确判别。

## 2. 情况 2

交流故障切除引发直流换相失败。此情况交直流行为可分为以下 3 个不同阶段。

阶段一：交流系统发生故障尚未引起直流换相失败。此阶段中故障性质完全由交流系统故障决定，保护能正确判别。

阶段二：交流故障点切除引发直流换相失败。此阶段中直流换相失败与交流故障点属于故障性质相互加强的关系，在此过程中保护能正确判别。

阶段三：直流换相失败后恢复过程。此阶段中直流换相恢复与交流故障点属于故障性质相互竞争的关系，此时可能会引起保护区外故障误动。

由于各个母线距离直流换流站的电气距离远近不一样，因此换相失败后直流对其的作用也存在竞争和加强的可能。因此对不同线路而言并不一定是 4 个直流同时换相失败对其影响最严重。

直流的作用不是多者之间简单的相加。线路越靠近直流系统，直流对线路两侧影响差异越大。因此对于直流近端线路而言，最严重的情况通常是临近直流的换相失败。

直流系统中天广直流的影响最弱，主要是由于：

(1) 天广直流系统的输送功率在广东电网所有直流中最小。

(2) 天广直流的落点是 220kV 系统，经过 220kV 网络分流后，对 500kV 主网架线路影响进一步削弱。

影响换相失败的因素很多，尤其对于多馈入直流 MIDC 系统，如果各直流落点之间的电气距离较小，交直流系统之间的相互影响更大，那么换相失败问题的研究也将更为复杂，主要表现在以下几方面：

(1) 交流系统中的某一故障可能导致多个换流站同时或相继发生换相失败。

(2) 直流发生换相失败的时刻与直流换相脉冲发出时刻有关，因而与交流故障时刻不具有同时性；电网中潮流复杂多变，因此各个直流换相时刻就会有离散性，交流故障引起多个直流换相失败时间也就会具有一定的离散性。

(3) 暂态过程中交直流系统间的相互作用更为复杂。

(4) 交流系统故障切除后，直流输电系统的快速恢复将有助于缓解交流系统中的功率失衡，但过快的直流功率恢复却可能导致直流系统发生后继的换相失败。

### 4.7.2 影响保护动作的因素分析

暂态功率倒向主要影响纵联方向保护。目前，高压及超高压线路普遍配置了纵联方向保护作为主保护。突变量方向元件，其优点是灵敏度高、动作速度快，但由于保护是按照避开传统的功率倒方向设计，在启动元件动作后的一段时间（如 40ms）内出现暂态功率倒向时，又由于故障波形的畸变、保护通道的延时与展宽等原因，使保护发生误动的概率较大。图 4-29 所示为横沥站和东莞站 AB 相电压、电源突变量。

正常情况下，无论区内、区外故障，对于突变量保护来说都具有明确的方向性，并且工频变化量方向元件，在内部逻辑中，反方向元件动



作优先, 且以反方向元件工频变化量为正方向。因此在一般交流系统中单一故障下线路纵联保护的工频变化量方向元件的配合, 能够确保纵联变化量保护不误动。

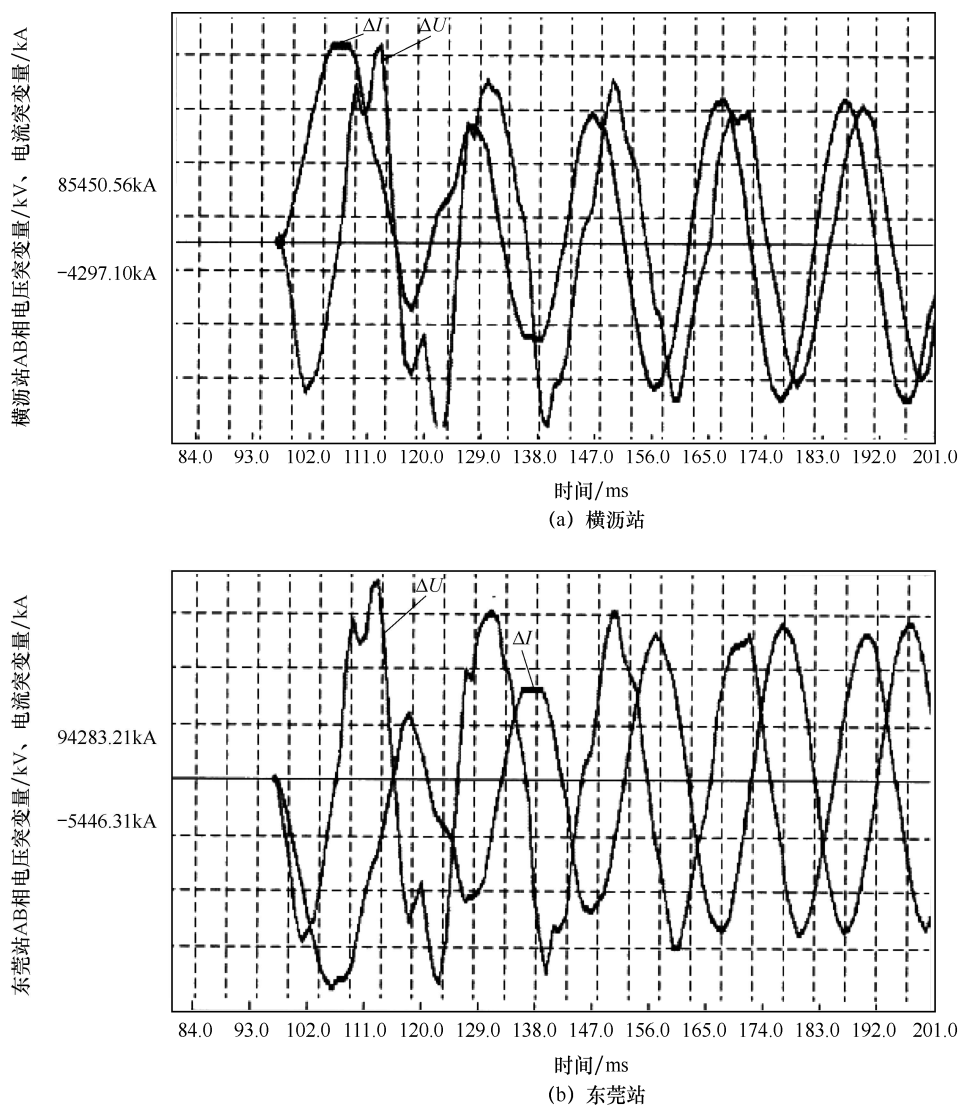


图 4-29 横沥站和东莞站 AB 相电压、电流突变量

交流故障发生后，如果引起逆变器换相失败，则换相失败将反作用于交流系统，使交流系统的电压、电流等电气量又一次发生突变，进而对与方向性有关的保护判别产生影响。无论直流响应情况如何，线路两侧工频变化量反方向元件都能先于正方向元件动作，由保护出口逻辑可知，此时保护能正确响应。反之，如果反方向元件在故障初始不能正确判别，则在暂态功率倒向过程中就可能会引起保护不正确动作。因此分析造成工频变化量反方向元件动作滞后或灵敏度不足的因素是解决问题的关键。

为提高可靠性，微机保护采用连续多点满足启动判别才开放正方向元件的判别。故障后如果两侧保护启动不同时，例如，反方向侧保护在故障初期，还没进行变化量判别，而伴随直流系统变化，潮流倒相，反方向元件再也动不了，也就无法在后续的潮流倒相中闭锁正方向元件，可能导致保护误动作。

由于微机保护采样的离散性，其启动判别可能存在延时。其最大延时取决于故障电流的大小、采样率、启动定值等因素。最极端情况下，例如，故障电流很小，只有在其峰值附近才满足启动条件。此时由于采样离散性可能使保护延时一周才启动。但通常这样轻微故障不会引发直流换相失败，更为常见的是故障电流较大。这种情况下两侧采样离散性的误差一般小于 1 倍的启动计算数据窗。如果按启动连续判别 3 点，一周 20 点采样，两侧启动最大可能引入的时差为 3ms。

影响保护方向元件灵敏度的有一次电流、保护算法和保护定值 3 个因素。

(1) 一次电流：主要是指区外故障时，两侧的穿越电流。理论上讲，

穿越电流一样（容性电流忽略不计），那么两侧 TA（电流互感器）变比不一致，会导致两侧二次电流不一样，TA 变比可以通过定值补偿。

（2）保护算法：同型号的保护装置灵敏度一样。

（3）保护定值：要考虑到保护算法和 TA 变比不一致造成的误差，此外还需要考虑线路电容、电流对保护判别灵敏度的影响。

从继电保护的角度看，分析交流系统故障时刻到逆变器换相失败发生对交流系统产生作用的时间间隔是必要的。

情况一：如果时间间隔较长，大于保护的判别时间，则在故障初始阶段保护判别故障所获取的电气量完全由交流故障产生。此时方向元件判别的灵敏度取决于交流故障的严重程度以及保护安装点距离故障点的远近。

情况二：如果时间间隔很短，小于保护的启动时间，则保护判别故障所获取的电气量完全是由交流故障和换相失败共同作用产生的。

情况三：如果时间间隔介于两者之间，则保护判别故障所获取的数据窗数据将有一部分是换相失败前的，还有一部分是换相失败后的，即数据窗由突变前后的数据组成。

其中第三种情况对保护影响最大。由于此时两侧保护数据窗包含了短路故障电流倒向前后的双重叠加数据，两侧突变量方向元件可能会判为模糊区，保护反方向元件判为附近模糊区，使交流故障时保护反方向判别失效或启动滞后，则在直流换相失败时，非故障线路保护误动。这类似于北涌乙线误动、横东甲乙线误动事故。

## 4.8 保护运行环境对保护动作行为的影响及建议

### 4.8.1 纵联保护通道分析

传统线路保护中，经通道的纵联保护作为主保护，承担着全线速动切除区内故障的任务，其重要性不言而喻。主保护对纵联信号传输通道也提出了要求。纵联保护中的通道延时不可避免，但通道延时过长，势必相对延长信号的拖尾时间，在发信、收信脉宽相等的情况下，延时时间等于展宽时间，如果收信侧载波设备又进一步的拖尾，则会进一步延长通道展宽时间。

从对保护的影响上看（以允许式为例），通道延时会延迟保护接收对侧允许信号，还会延缓纵联保护的動作速度；而通道展宽因为允许信号返回后继续有收信，即在对侧方向元件返回后的一段时间内，仍然可收到允许信号，在功率倒向等情况下可能会导致误动作。

根据国标 GB/T 14285—2006《继电保护和安全自动装置技术规程》中第 6.7 节继电保护和安全自动装置通道，对传输信息的通道设备提出的传输时间要求：传输线路纵联保护信息的模拟式通道传输时间，对允许式应不大于 15ms；对采用专用信号传输设备的闭锁式应不大于 5ms。

信息传输接收装置在对侧发信信号消失后，收信输出的返回时间应不大于通道传输时间。

传统交流系统中，考虑到从故障发生到开关断开切除故障，一般超过 40ms，因此在纵联保护逻辑中，保护启动的前 40ms，纵联保护动作延时 8ms；保护启动 40ms 后，纵联保护动作延时 25ms。

据前文分析，在交直流混合系统中，直流作为一个特殊的电源输入，具有变化速度快的特点，这是传统交流系统所没有的。对于纵联保护而言，在交直流混合系统中运行，因为直流系统的快速变化，有发生更多功率倒向的可能，而且是快速功率倒向。

如果系统有发生快速功率倒向的可能，纵联保护的原有逻辑就要重新审视，也要重新审核对通道的要求，看要求是否能够确保纵联保护的正确工作。

假定纵联保护中，方向元件的逻辑简单为动作发信、返回停信，并且两侧保护灵敏度一致，对于区外故障（以  $N$  侧背后故障为例），在短时间内，如 20ms，又发生了功率倒向，即  $N$  侧改判为正方向、 $M$  侧改判为反方向。

从线路保护的角度看，理想情况是纵联信号做到即发即收、即止即停，但现实中是无法达到的。并且在现有条件下，如果过于苛求通道设备，而进一步缩短通道延时和通道展宽，并不是特别可行的。

通过上面的分析可以总结出，通道对纵联信号的延时和展宽确实会对纵联保护的正确动作产生影响，但是不宜一味地提高对通道的要求。

那么在交直流混合系统中，如何应对更容易发生的功率倒向导致

的纵联保护误动作呢？纵联保护用的方向元件可分为基于暂态量的方向元件和基于稳态量的方向元件。根据前文分析可知，基于不同原理的方向元件，对直流系统的快速变化的响应有所不同。基于暂态量的方向元件，如工频变化量方向元件、基于能量积分的方向元件等，这种元件因为对电气量的变化特别敏感，因此故障发生后直流系统的快速变化会产生附加变化量电源，特定工况下非常容易引起暂态方向元件的判别变化，也就使快速功率倒向下有较高的误动风险。

对基于稳态量的方向元件（如距离方向元件、零序方向元件、负序方向元件等）而言，应该对上述元件进行细分。根据前文结论，距离方向元件、零序方向元件不会因直流系统变化引起的故障特征变异而发生方向判别变化，而负序方向元件因为交直流系统之间存在负序网络通路，直流系统可能在故障网络中附加一个负序电源。因此附加电源与故障的负序电源之间存在一个竞争的关系，可能会影响到负序方向元件的判别，尽管通过 RTDS 未发现这种误判，但这种可能还是无法完全排除。

因此，对于易受直流系统变化影响的暂态方向元件，必须明确方向元件的发信逻辑。

（1）纵联保护中，正、反方向元件的灵敏度必须有明确的配合关系，反方向元件要比正方向元件灵敏。

（2）在发信逻辑中，暂态反方向元件必须优先闭锁暂态正方向元件。

（3）暂态反方向元件必须有足够的展宽，即当暂态反方向元件动作返回后，需展宽一段时间，再继续闭锁正向元件发信，建议展宽闭锁时间超过 50ms。

对于稳态方向元件，以及负序方向元件，有取代零序方向元件的趋

势，当应用于交直流混合系统中，建议使负序方向元件的反方向元件加适当的展宽，同暂态元件的处理。

目前，广东电网广泛采用了双通道冗余配置方式，实际操作中，一侧保护的允许信号经不同路由发送至对侧，在对侧两允许信号并联接入保护装置的收信端子。通常情况下，两路由往往一快一慢，两信号并联，通道延时取短延时的路由，而通道的展宽则相应加长了很多。从交、直流混合系统快速功率倒向的角度看，双信号并联接入对保护不利，从通道的角度看，易引起保护误动。

#### 4.8.2 正、反方向元件灵敏度的考虑

通过对横东甲乙线保护的分析充分认识到，在交直流混合系统中运行的线路保护，尤其是纵联保护，必须要保证正、反方向元件灵敏度的配合。一旦发生线路两侧保护灵敏度失配，近故障侧反向元件没有动作，而远故障侧正方向元件动作，此后一旦在远故障侧因交直流混合系统的故障特征变异导致发生快速功率倒向，则近故障侧判为正向，结合远故障端的允许信号（经通道的延时展宽），经纵联保护延时跳闸。例如，在线路区外发生故障，两侧保护正、反方向灵敏度失配。

因此，在交直流混合系统中，纵联保护的正、反方向灵敏度配合的重要性被提到一个新的高度，对此需要考虑以下几个方面。

##### 1) 纵联保护装置正、反方向元件本身必须有明确的级差关系

即从灵敏度上，反方向元件灵敏度必须高于正方向元件灵敏度，这里的灵敏度包含3个方面的含义：

(1) 正、反方向元件在电气量值门槛上宜有级差体现，可要求正方向元件的电气门槛要明确高于反方向元件。

(2) 在 UI 动作平面上，反方向元件的动作范围要大于正方向元件。只有这样，才能保证穿越性电流在一侧正方向元件动作时，反方向侧反方向元件可靠动作。

(3) 在纵联方向判别逻辑上，反方向元件应比正方向元件有更高的优先级，反方向元件要可靠闭锁正方向元件。

## 2) 在整定上要保证线路两侧保护方向元件灵敏度的配合关系

这里也有两个方面的内容：

(1) 在整定方面，要注意正、反方向元件的电气量门槛，同时还要注意两侧保护电气门槛的一次值要统一，特别是在两侧 TA 变比不一致的场合，要尤其注意两侧方向元件电气量门槛的一致性。

(2) 在现在的电力二次行业中，有不断提高元件灵敏度的趋势，似乎认为灵敏度是高高益善，因此可能会靠降低方向元件门槛来提高元件灵敏度，这里面存在一定的盲目性。一味地降低方向元件门槛，势必压低正、反方向元件电气门槛间的级差，同时也放大了 TA 误差、AD 测量误差等因素对方向元件的影响，进一步导致正、反方向元件门槛界限模糊，增大了失配的风险。

因此，应全面考虑保护装置灵敏性和可靠性之间的关系，不宜盲目提高保护元件灵敏度。

## 3) 杜绝或避免线路两侧纵联保护不统一

在交直流系统中，为保证正、反方向元件灵敏度明确的配合关系，应杜绝或避免线路两侧采用不同厂家、不同原理、不同型号、不同逻



辑的纵联保护。

一方面，在电网建设的过程中，可能会有一个渐进的过程。在此过程中，会不可避免地存在不同型号的纵联保护相互配合的情况，如 LFP 保护和 RCS 保护配合。即使是同一个厂家的保护，因为可采用不同的平台，其定值设定方式、方向元件及纵联逻辑也会存在差异，很难保证两侧正、反方向元件灵敏度的有效配合。这在交直流互联电网中，就大大增加了误动的风险。

另一方面，在旁路带路时，旁路保护不可能与对侧保护的厂家、原理、型号、版本总是一致。因此，一般情况下，管理部门也允许这种短时的不一致配合。但是在交直流混合系统中，因为对两侧保护的配合关系提出了更高的要求，运行管理部门应注意，尽量避免旁路带路时的这种两侧不一致的配合关系。

### 4.8.3 系统中运行交流保护的建议

目前，变化量方向元件、零序过电流元件、距离元件和差动元件在交流系统保护中均有广泛的应用，负序功率方向元件在某些场合或者某些制造商的保护中有应用。下面对基于这些元件的交流保护的定值、逻辑或者运行条件，提出一些供参考意见。

(1) 对基于变化量方向元件或具有类似性质的高频保护。

① 建议线路两侧保护的启动元件灵敏度一致。此处所指灵敏度一致，是指启动元件对一次电流的灵敏度一致。因此，要求整定启动元件定值时，线路两侧保护启动元件定值对应的一次电流需一致。若上述要求无法满足，建议更换一侧装置，使两侧装置型号相同，以满足两侧启

动元件灵敏度一致的要求。

② 建议基于变化量方向元件或具有类似性质的高频保护，要求其反方向元件的灵敏度高于正方向元件的灵敏度，并要求反方向元件的优先级高于正方向。

(2) 对零序过电流保护，定值整定时，可不考虑直流系统功率变化的影响，零序网络到换流变压器处截止。

(3) 对负序方向元件，其性质类同于变化量方向元件，建议意见同变化量方向元件。

(4) 对基于距离元件的保护，如高频距离、距离后备等，整定定值时需考虑直流系统变化后，线路上最大的负荷。距离元件定值需要躲过最大负荷。

(5) 差动保护不会受到影响。

# 第 5 章

## 高压交直流混联电网 直流偏磁

- 5.1 直流偏磁的物理现象及来源
- 5.2 直流偏磁的影响
- 5.3 变压器直流偏磁的影响
- 5.4 变压器直流偏磁的抑制措施
- 5.5 直流偏磁抑制措施比较及其对继电保护的影响



## 5.1 直流偏磁的物理现象及来源

### 5.1.1 直流偏磁的物理现象

电力变压器中的“直流偏磁”是指由于某种原因导致的直流磁势或直流磁通，以及由此引起的一系列电磁效应，它是变压器的一种非正常工作状态。直流偏磁使变压器铁芯半周饱和，在励磁电流中产生大量谐波，不仅增加了变压器的无功消耗，而且还可能引起保护继电器误动作。与此同时，铁芯的高度饱和使漏磁增加，引起金属结构件和油箱过热。局部过热将使绝缘老化并使变压器油分解，影响变压器的寿命，对变压器的正常运行产生严重影响。

随着我国“西电东送，南北互供，全国联网”的电力发展总方针，直流输电技术将会成为全国电网互联主要解决途径，因此直流输电系统稳定运行对于整个电网的安全稳定具有重要的作用。目前直流输电在我国已经得到了长足的发展和应用，直流输电通常就是将发电厂发出的交流电经换流站变换成直流输送到受端，然后再用逆变器变换成交流送到用户。直流输电在我国是一项新的技术，在一定条件下，它具有很大的经济效益。我国幅员广阔，水利资源丰富，沿海岛屿星罗棋布，有不少

场合适合采用直流输电，但采用直流输电技术后会对常规的电网及其设备产生一定的影响，因此应积极开展直流输电的研究工作，直流输电对电网的影响具有重要的意义，其中直流系统单极运行时地中直流对电网中变压器的直流偏磁带来的一系列后果是不容忽视的。以具体现场运行为例，2000 年 12 月后，大亚湾核电站出现主变压器噪声异常及增大情况；天广直流正在调试中，其他电厂、变电站也发现主变压器噪声增大。跟踪、分析天广调试负荷情况发现主变压器噪声增大与地中电流明显相关。此外，江苏省的变压器在运行中也多次出现直流偏磁影响的情况，例如，500kV 直流输电开始单极对地调试和试运行以来，武南两组 500kV 主变压器都出现噪声大幅度上升（达 20dB）的问题，经过测试，该变电站以及周边 500kV 和 220kV 变电站变压器中性点都出现了直流电流。以武南 500kV 变压器受到的影响为最大，其直流电流数值达到了 12.8A。这是由于直流输电线路采用单极对地运行方式时，直流电流通过大地分流进入交流电网所致。

直流电流流经大地，因土壤存在一定的电阻率，在交流系统中不同位置的变电站间就会产生一定的电位差。系统中不同位置变电站中星形连接的变压器接地中性点将承受该地面电位差的影响。该电位差会在与大地经主变压器中性点并联运行的交流系统中产生直流电流，主变压器中性点直流电流的大小由地面电位差除以变压器绕组和输电线路的等值电阻值而定。

### 5.1.2 直流偏磁的来源

#### 1. 太阳磁暴引起地磁感应电流

地磁暴发生时，极电流产生的磁场和地球磁场相互作用在地球表面

产生感应电动势。该地面电动势将在长距离输电系统，特别是东西走向的输电线路中的接地变压器间诱发地磁感应电流。

当太阳等离子风的动态变化与地磁场相互作用产生地磁“风暴”。磁场的变化将在地球表面诱发电位梯度。在地面电导率较小的地区，当发生严重地磁风暴时，这种电位梯度可达每公里几伏至上百伏，持续时间可为几分钟到几小时，当这个低频将具有一定持续时间的电场作用于输电系统中，中性点接地的电力变压器时，地表电位梯度将在其绕组中诱发地磁感应电流，其频率为  $0.001\sim 1\text{Hz}$ ，与  $50\text{Hz}$  的交流系统相比较，可近似看作直流，其值可达  $80\sim 100\text{A}$ ，在一些自耦变压器中已测得地磁感应电流每相超过  $200\text{A}$ 。

地磁风暴对电信系统有影响最早于 1846 年在英格兰被注意到，而电力系统干扰与地磁现象的联系直到 1940 年才在美国被报道。这个现象在近几十年中曾多次发生，但直到 1989 年 3 月 13 日，严重的地磁干扰影响了世界范围的电力系统和通信系统，这才引起人们的重视。这次干扰造成加拿大魁北克水力发电中断；美国东海岸发电站的大型升压变压器被毁，其中连接两个低压绕组导线的铜接头烧毁；磁暴期间有 8 台自耦变压器出现不同程度的过热，其中一台因严重的油箱过热而损坏。灾害事件的频发引起了各国特别是高纬度国家的重视，芬兰、加拿大、俄罗斯等都成立了专门的机构研究直流偏磁的产生、危害和解决措施。1990—1993 年，美国 IEEE 输配电委员会每年召开专题研讨会，专门成立了“磁干扰及其对电力系统的影响”研究小组，并于 1993 年提出了有关研究报告。研究表明，较大的地磁波动会使电力系统出现不寻常的无功和有功波动、极度的电压波动、频移、不必要的继电器操作、变压器三角形绕组中三次谐波电流增加以及通信、远程监测和监督管理报警误动作。

最近十几年，由于太阳黑子活动日益活跃，太阳“磁暴”的影响也越来越严重。我国幅员辽阔，在一定地区存在地磁感应电流的可能性是存在的。国内对直流偏磁问题的研究开始于 20 世纪 90 年代后期。天津大学进行过直流偏磁对电力变压器的影响及消除方法的研究工作；华北电力大学针对我国电网发展的需要，运用对比法初步分析了直流偏磁对我国电网的影响。

## 2. 直流单极—大地方式引起的直流偏磁

交直流互联电网共同运行的时候，尤其是当直流电网采用单极大地回路方式运行时，由于各个接地点之间存在一定的电位差，这个电位差会使得一定的直流电流从变压器一次侧的中性线向变压器注入。侵入到交流系统的直流电流的大小除了与换流站与变电站的距离、交流电网的构成及参数因素有关外，还与电流流经的土壤电阻率密切相关，电阻率越高的地方越容易形成高的电位差，相应地侵入到交流系统的直流电流也就越大。

由于直流输电单极运行时采用大地作回路，使变压器绕组中有直流分量流过。这些直流磁通造成变压器铁芯严重饱和、励磁电流高度畸变、产生大量谐波、变压器无功损耗增加、系统电压严重降低、系统继电器误动作。直流偏磁除了对电力系统产生影响外，对变压器本身也有很大影响，严重的磁饱和会使正常情况下在铁芯中闭合的磁通部分离开铁芯，使变压器金属结构件损耗增加，导致局部过热现象，破坏绝缘，损坏变压器或降低使用寿命。采用两条输电线路时，其中一条为大地的直流输电系统，研究直流单极运行时对电网中变压器直流偏磁的影响尤为重要。直流单极运行时，诱发的地中直流对电网中变压器的影响是外界强加给变压器的，这对电网中变压器的振动、谐



波及其保护等各个方面的影响就需要充分的估计，这一现象的研究已经引起各工业化国家的重视。

### 3. 不对称负载产生的直流分量

交流网络中存在电压电流关系曲线不对称的负载。电压电流关系曲线不对称的负载，例如，相控交流负载、相控整流器、单波整流器、线路换向逆变器都能产生直流分量，另外在控制不对称的直流输电系统以及某些变频器系统中，变压器绕组电流均含有直流分量，它们对铁芯饱和的影响与有接地直流电流进入变压器中性线时相同。测量表明，如果在不同的接地点存在直流或准直流电位差，则每相 25A 的等效直流在 735kV 自耦变压器可持续数小时，在 315kV 换流变压器中此电流可达 30A。

## 5.2 直流偏磁的影响

### 5.2.1 直流偏磁对系统的影响

直流输电运行时，对常规交流电网及其设备的正常运行产生一定的影响，其中直流系统单极大地运行时地中电流引起的直流偏磁所带来的一系列后果需要特别的重视。

直流输电系统采用单极大地方式时，回流入大地的直流电流流入中性点接地的变压器绕组时将引起变压器的直流偏磁，造成变压器铁芯严重饱和、漏磁增加，还会产生较大的谐波电流，铁芯振动和变压器绕组电动力也显著增大、振动增强、局部过热，对变压器的安全运行带来很大影响，严重时损坏变压器；同时谐波还会在变压器低压侧无功补偿电容器组中发生放大或谐振，严重威胁电容器组的运行安全。交直流互联电网中受端电网的直流偏磁对一次设备的影响较大，应予以充分的了解和重视。

当电网中存在直流偏磁电流时，电力系统的正常运行会受到很大影响和危害。在国外，直流偏磁引起电网产生重大事故的事件有很多。1989年3月13日，加拿大魁北克地区的电力系统大停电是在历史上遭受地磁

感应电流（直流偏磁电流产生的原因之一）影响最严重的电力系统停电事故，这次事故使得魁北克地区的电力系统电力中断长达 9h，将近 600 万人在这段时间内无电可用，造成了巨大的社会影响和经济损失。1989 年 3 月 13 日，由于太阳磁暴的影响英格兰地区两台  $240\text{MV} \cdot \text{A}$  变压器因温升过高而损坏；美国亚历吉尼电力公司输电线路因磁暴的影响，近半数电容器组过载，继电保护误动作，电容器组退出运行，电压剧烈波动；弗吉尼亚一个变电站中的  $350\text{MV} \cdot \text{A}$ ， $50/138\text{kV}$  自耦约有  $80\text{A}$  的地磁感应电流流过变压器，使铁芯极度饱和，变压器的某些区域产生高温达  $48^\circ\text{C}$ 。新泽西州电力公司的一台变压器因局部过热而损坏，更换变压器耗资数百万美元，而停电一天损失 40 万美元。磁暴引起的偏磁电流还导致了加拿大魁北克电网的大停电，起因是偏磁电流使变压器铁芯急剧饱和，谐波大增，导致电网 SVC 装置的继电保护误动作，大量电容器退出运行，系统电压崩溃，最终失去  $9500\text{MW}$  负荷，电网解列近 9h。

总而言之，地磁感应电流会对于电力系统运行产生以下几方面的危害：

- (1) 电力系统电压下降。
- (2) 电容器组过载。
- (3) 继电保护误动作。
- (4) 电力系统以及变压器遭受一定程度的破坏。

在国际上，很多国家都在研究直流偏磁对于电网的影响以及在实际中应当采用怎样的方法来抑制直流偏磁的影响。在国外如美国、加拿大、瑞士等国家都在研究如何抑制地磁感应电流、保护电容器组以及变压器的方法。其中一些方法已经开始投入到实际应用中，这些方法对于采用单极大地回路运行方式的高压输电线路也非常具有实际意义。

## 5.2.2 直流偏磁对变压器的影响

变压器绕组中流过直流电流，会使铁芯磁化曲线不对称，加剧铁芯饱和，产生直流偏磁。变压器在直流偏磁情况下，主磁链出现直流分量，直流和交流励磁磁通相叠加，形成偏磁时的总磁通密度。图 5-1 为变压器通过直流电流时（不考虑铁磁磁滞）产生直流偏磁变压器的励磁特性曲线及输出电流波形曲线。图 5-1（a）中虚线表示有直流分量时的磁通曲线，实线表示无直流分量时的磁通曲线；图 5-1（b）变压器的典型励磁曲线；图 5-1（c）实线表示无直流分量时的磁化电流曲线，虚线表示有直流分量时畸变的励磁电流曲线。此时的情况称为半波饱和，正负半波不对称的励磁电流不仅含有奇次谐波，还含有偶次谐波。由此看出，有直流分量时励磁电流的畸变是由变压器磁化曲线端部的非线性引起的。此时变压器处于饱和状态，显然励磁电流的大小除了与变压器设计有关外，还与直流电流的大小密切相关。

由图 5-1 可知随着直流量的增加，励磁电流的畸变将越来越严重。图 5-1 中的励磁电流受直流偏磁的影响较实际情况严重，是假设直流产生的磁通全部经过闭合铁芯，但直流量的大小对励磁电流的影响还是可以通过此图定性地得到反映：当铁芯材料的磁化曲线呈现硬磁特性时，随着直流量的增加，励磁电流的峰值在与直流偏磁方向一致的半个周波内急剧增大，而在另半周则逐渐减小至零，励磁电流将呈针尖状。由此图还可以看出，直流偏磁效应并不是直接由交流磁通和流入变压器的直流电流产生的直流磁通相叠加产生的。由于硅钢片的磁非线性特性，进入变压器的直流电流产生的直流磁通是交直流磁通叠加后的总磁通，它会使电流因畸变形成电流平均值，而不是与直流电流直接对应的磁通。

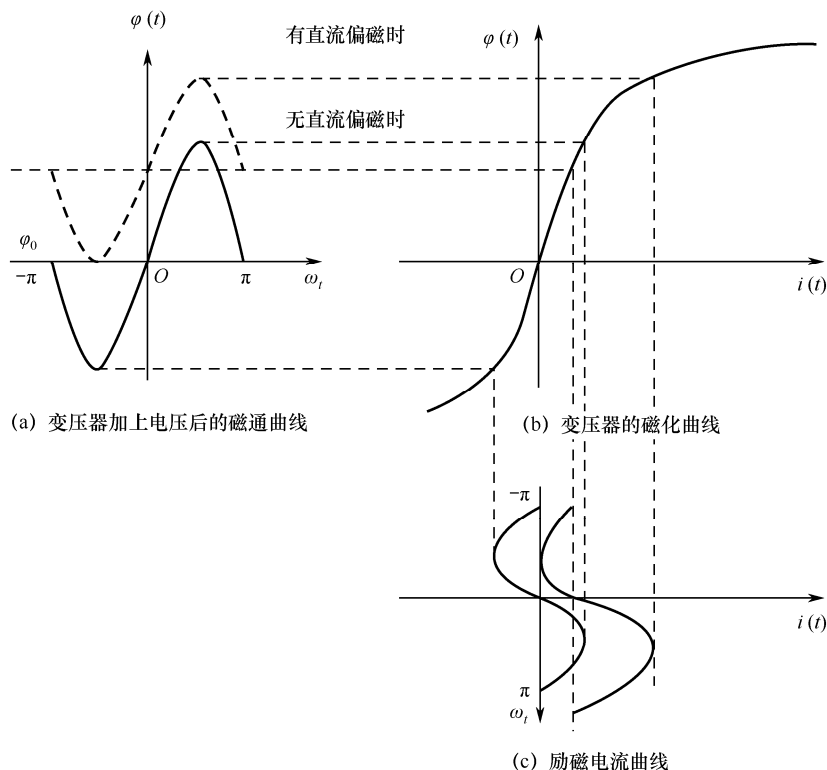


图 5-1 变压器直流偏磁示意图

电力变压器铁芯磁通势与励磁电流呈非线性关系,对于热轧硅钢片,当磁通密度在  $0.8\sim 1.3\text{T}$  时,磁化曲线进入弯曲部分;而当磁通密度超过  $1.3\text{T}$  时,磁化曲线进入饱和部分如图 5-1 (b) 所示。现代变压器铁芯多采用冷轧硅钢片,其磁导率较热轧硅钢片高,当磁通密度在  $1.5\sim 1.7\text{T}$  时,磁化曲线开始进入饱和部分。

交直流互联电网共同运行的时候,尤其是当高压直流输电在发生事故或者检修时常以大地作为回路运行时,接地极巨大的直流电流以大地构成回路,使各个接地点之间存在一定的电位差,这个电位差会使一定的直流电流从变压器一次侧的中性线向变压器注入。侵入到交流系统的

直流电流的大小除了与换流站与变电站的距离、交流电网的构成及参数因素有关外，还与电流流经的土壤电阻率密切相关，电阻率越高的地方越容易形成高的电位差，相应地侵入到交流系统的直流电流也就越大。

偏磁直流电流越大，电流畸变越严重，畸变励磁电流中直流分量增长越快。由此可以得出一个重要结论，外部强制流入变压器绕组的直流电流仅一部分成为偏磁电流，另一部分转换为励磁电流畸变后的直流分量（也可理解为被励磁电流畸变后的直流分量所抵消）。变压器的这一特性在一定程度上有利于减缓外部直流电流的影响。

正常情况下，为了获得变压器最大工作能力，变压器的磁通通常设定在饱和点附近，也称为“膝点”。直流电流流过变压器绕组会使变压器磁路产生直流偏磁，由于直流偏磁的存在，使运行变压器磁路在某半波处在饱和状态，工作点会发生偏移，进入到饱和区。该半波的变压器励磁电流波形会发生畸变，如图 5-2 所示，严重时会使变压器励磁电流的谐波急剧增大，并使变压器噪声增大或变压器的部分部件过热乃至损坏。

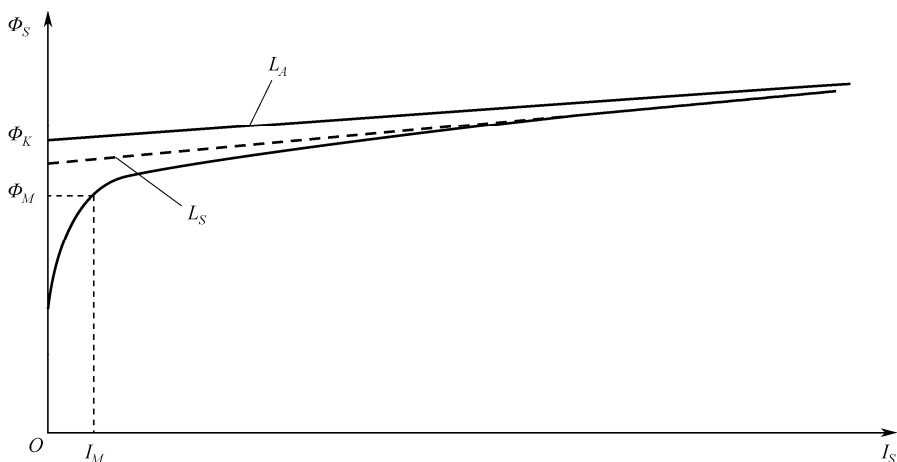


图 5-2 变压器励磁电流波形发生畸变

从现场监测的数据可以知道, 变压器的振动噪声与谐波随着中性点直流电流的增加而增大。当变压器绕组中有直流电流流过时, 励磁电流会明显增大, 对设备运行会产生如下几个方面的影响:

### 1. 噪声增大

CIGRE 导则认为, 对于单相变压器, 当直流电流达到额定励磁电流时, 噪声增大 10dB; 若达到 4 倍的额定励磁电流, 噪声增大 20dB。例如, 高肇直流 750MW 单极大地回路运行方式下, 春城站主变压器中性点直流电流为 34.5A, 噪声为 93.9dB, 谐波电压总畸变率达 2.1%。

在直流偏磁下, 变压器励磁电流不仅含有奇次谐波, 而且还含有偶次谐波分量。因此, 在直流偏磁下, 变压器的噪声频谱既有奇次波分量 (450Hz, 550Hz, 650Hz), 也有偶次波分量 (500Hz 和 600Hz 等)。此外变压器中增加了谐波成分会使变压器噪声频率发生变化, 可能会因某个频率与变压器结构部件发生共振使噪声增大。

直流偏磁引起的高振动给变压器本身带来的问题比噪声更加严重, 可能会导致变压器内外相关部件松动。例如, 轴向压板、压钉、拉板以及地脚螺钉等。绕组绝缘的磨损, 从长期来看, 对变压器绝缘和抗短路冲击能力会有较大损害。

### 2. 变压器损耗增加

变压器的损耗包括磁芯损耗铁耗和绕组损耗铜耗。

变压器铜耗包括基本铜耗和附加铜耗。在直流电流的作用下, 变压器励磁电流可能会大幅度增加, 导致变压器基本铜耗急剧增加。但由于主磁通仍为正弦波, 且磁密变化相对不大, 所以直流偏磁电流对附加铜

耗产生的影响相对较小，铜耗主要是基本铜耗。

变压器铁耗包括磁滞损耗、涡流损耗和附加漏磁损耗。基本铁耗与通过铁芯磁密的平方成正比，和频率成正比。对于采用  $YN_d$  和  $DY_n$  接线的变压器，尽管励磁电流包含着谐波分量，但由于主磁通仍然维持着正弦波，因此变压器绕组中的直流电流不会对基本铁耗产生太大的影响。然而由于励磁电流进入了磁化曲线的饱和区，使得铁芯和空气的磁导率接近，从而导致变压器的漏磁大大增加。变压器漏磁会穿过压板、夹件、油箱等构件，并在其中产生涡流损耗，即附加铁耗。附加铁耗会随着铁芯磁密的增加而显著增加。应重视附加铁耗，即使在无直流情况下，大型变压器的附加铁耗与基本铁耗相当，甚至更大，这意味着随着变压器绕组中直流分量的增加，变压器的附加铁耗会增加。

直流偏磁引起严重的磁饱和会使正常情况下在铁芯中闭合的磁通部分离开铁芯，使变压器金属结构件损耗增加，导致局部过热现象，破坏绝缘，损坏变压器或降低使用寿命。用于发电厂的变压器由于总是处于满负荷运行，很难保存余量去吸收由直流引起的额外发热，因此最易受损。

### 3. 对铁芯拉板（支撑板）的温升影响

芯式变压器铁芯的拉板或壳式变压器铁芯的支撑板通常是采用磁性材料，以获得足够的机械强度。位于铁芯表面的铁芯拉板或支撑板，与铁芯硅钢片的磁场强度相同，其厚度比硅钢片的厚度又厚得多，大的涡流损耗导致了拉板或有撑板温度升高。

试验研究了铁芯拉板或支撑板温升与其磁场强度的关系，如图 5-3



所示,无论是芯式铁芯拉板,还是壳式铁芯的支撑板,在同样的磁场强度下,交流过励磁的温升比直流偏磁的温升高数倍。这是因为直流偏磁时,仅半个周波存在高的磁场。此外,如果铁芯的拉板或支撑板采用非磁性材料,温升可大大降低。

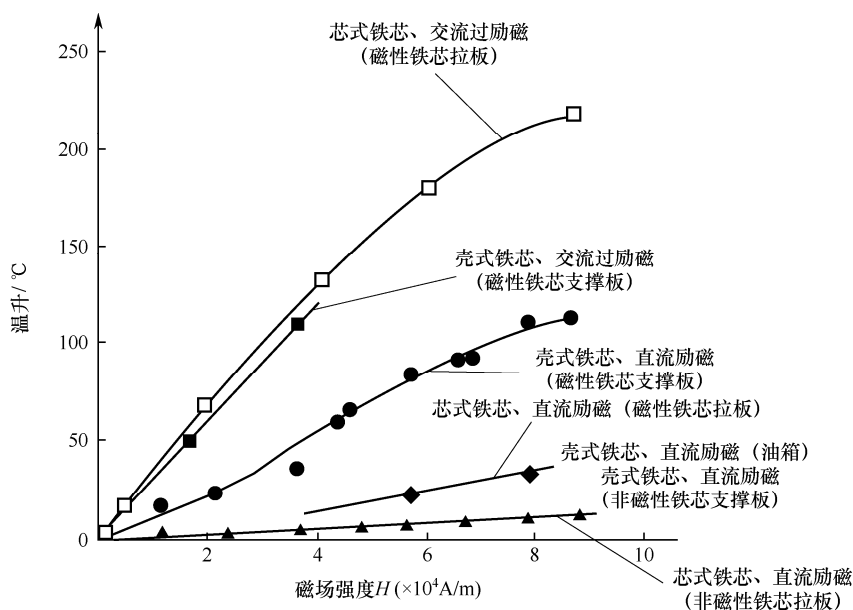


图 5-3 变压器铁芯拉板(支撑板)温升与其磁场强度的关系

#### 4. 对无功的影响

在变压器中,由于励磁电流滞后于系统  $90^\circ$ ,从而将在系统中产生无功功率的损耗,通常情况下这一损耗很小,变压器的直流偏磁使变压器铁芯急剧饱和,励磁电流急剧增大,而无功功率为电压与励磁电流的乘积,那么无功功率也急剧增大。而无功功率的急剧增大可能影响电网无功功率的分布,使系统无功补偿装置过载,也可能使系统电压下降,严重时可使整个电网崩溃,从而对电力系统电压造成恶劣影响。

1989 年 3 月 13 日，磁暴引起的偏磁电流导致了加拿大魁北克电网的大停电，起因是偏磁电流使变压器铁芯急剧饱和，谐波大增，导致电网 SVC 装置的继电保护误动作，大量电容器退出运行，系统电压崩溃，最终失去 9500MW 负荷，电网解列近 9h。

### 5. 对变压器保护的影响

直流偏磁除了会对变压器本体造成振动、发热、噪声等危害外，发生直流偏磁后的变压器还成为交流系统中的谐波源，而流经交流电网的直流电流还容易造成电流互感器（TA）直流偏磁，从而导致 TA 传变特性的变化，这些都可能对交流保护的动作性能产生影响。而继电保护作为电网安全稳定运行的保障，其动作性能的优劣至关重要。因此，深入研究直流偏磁的谐波特性，进而分析和评估其对交流保护的影响有重要意义。

变压器直流偏磁时，由于变压器铁芯的非线性，导致产生大量的谐波，将有可能影响电网中的相关保护控制设备的正常运行，因此需要对电网直流偏磁情况下的谐波进行测量和分析，同时分析在这种情况下如果叠加上故障，是否会引起保护的拒动误动。

变压器的励磁支路是变压器差动保护不平衡电流的主要来源，其非线性特性是电网谐波的一个重要因素。直流偏磁进一步恶化了变压器励磁支路的工作，当直流电流流经变压器绕组时，一部分直流电流成为变压器励磁电流，该直流电流使得变压器铁芯偏磁，改变了变压器的工作点，使原来铁芯线性工作区的一部分移至磁饱和区。此外当直流电流流经电流互感器一次侧时，引起铁芯饱和，造成一次电流不能正确传变至二次侧。因此直流偏磁对变压器差动保护影响较大。

### 5.2.3 直流偏磁产生的谐波对电容器的影响

直流偏磁时变压器绕组中励磁电流包含各次谐波分量。由于交流电力系统中变压器数量很多，直流偏磁时产生的各次谐波电流在系统中叠加，从而给并联电容器组的运行带来了不利的影响。一方面，并联电容器组可能引起谐波电流的放大，导致电容器组谐波过载，损坏电容器。更为严重的是，在一定条件下，并联电容器组与系统参数共同作用还会造成谐振，出现危险的过电流或过电压，危及电气设备和系统安全运行。

谐波阻抗一般较系统侧及电容器组的基波阻抗大得多，在进行谐波分析的电路中，可将谐波源视为恒流源。谐波对并联电容器的影响与电力系统的结构有关，在大多数情况下，谐波源与并联电容器组在同一母线上，并联电容器支路一般有串联电抗器，主要作用是限制开关合闸时，因电容器两端的电压不能突变而瞬间产生通过电容器的大大超过电容器额定电流的合闸涌流，其等效电路如图 5-4 所示。

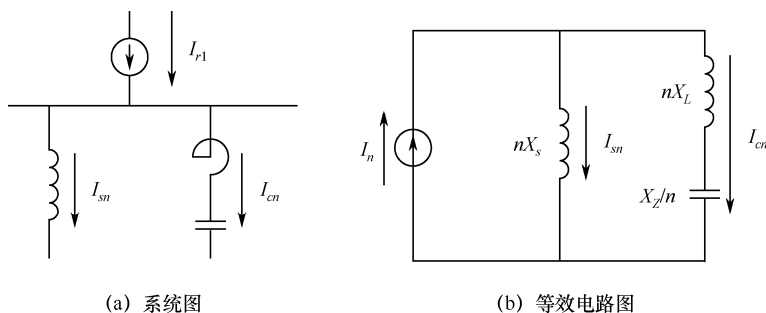


图 5-4 谐振等效电路

等效电路可得

$$I_{cn} = I_n nX_s / [nX_L - X_Z / n] \quad (5-1)$$

式中,  $X_s$  为系统的基波电抗;  $X_L$  为串联在并联电容器支路的基波电抗;  $X_Z$  为电力电容器的基波电抗;  $n$  为谐波次数。

(1) 当  $(nX_L - X_Z/n) < 0$  时, 并联电容器支路呈容性, 此时  $I_{cn} > I_n$ , 谐波电流在电容器支路被放大。

(2) 当  $nX_s + (nX_L - X_Z/n) = 0$  时, 则回路发生并联谐振, 谐振条件为  $X_Z = n^2(X_s + X_L)$ , 谐振点附近, 此时,  $I_{cn} \geq I_n$ , 严重威胁并联电容器的运行安全。

(3) 当  $(nX_L - X_Z/n) > 0$  时, 并联电容器支路则呈感性, 此时  $I_{cn} < I_n$ , 并联电容器支路的谐波电流较小。

## 5.3 变压器直流偏磁的影响

### 5.3.1 变压器结构对变压器偏磁影响

按照铁芯的结构，变压器可分为芯式和壳式两种。芯式结构的芯柱被绕组所包围，壳式结构则是铁芯包围绕组的顶面、底面和侧面。芯式结构的绕组装配和绝缘比较容易，所以电力变压器常常采用芯式结构。壳式变压器的机械强度较好，常常用于低压、大电流的变压器或小容量电信变压器。

三相变压器的磁路可分为两个单相独立磁路和三相磁路两类。将 3 台单相变压器在电路上连接起来，组成一个三相系统，这种组合称为三相变压器组，其磁路各相独立，各相磁通走的磁路互无影响。由于技术的进步，现代大型变压器的励磁电流很小，有的只有 1A。这种变压器绕组中流过的直流电流产生的直流偏磁与空载磁通的幅值相当。但直流电流对这类变压器的影响就比较大了，三相变压器组一般只有 500kV 等级才采用。对于由单相变压器 Y 连接构成的变压器组，直流电流的影响最为突出，因为 3 个铁芯对直流磁通都形成闭合的低磁阻通路。

如果把 3 台单相变压器的铁芯拼成星形磁路，则当三相绕组外施三

相对称电压时，由于三相主磁通  $\Phi_A$ 、 $\Phi_B$ 、 $\Phi_C$  也是对称的，故三相磁通之和将等于零。所以三相芯式变压器的磁路是一个三相磁路，任何一相的磁路都以其他两相的磁路作为自己的回路。直流电流流过三相三柱式变压器时，直流磁通在铁芯中无通道。由于油中磁阻较大，因此直流磁通很小，中性点允许通过的直流电流较大。

三相五柱式铁芯磁通返回通道的截面积减小，在较低的磁通密度下就可能出现铁芯饱和，直流电流的影响较为明显，允许的直流电流较低。

三相壳式变压器对直流磁通呈现出较小的磁阻，与三相五柱式变压器不同的是，其铁芯各处的截面积是相同的，因而各部分铁芯的磁饱和是均匀，允许的直流电流也较小。

正常工作点如果选择在励磁特性的饱和点，并且变压器运行电压高于额定电压（过励磁状态）时，则磁路更早趋于饱和，因而承受直流偏磁的能力便会下降。相反，当正常工作点选择在远离励磁特性饱和点，那么变压器正常运行电压低于其额定电压，磁路较晚饱和，承受直流偏磁的能力便会相应获得提高。

考虑到在实际高压电网运行中，为了保证变压器的充分利用，一般变压器的工作点都是在线性区接近于饱和区的地方。这就意味着变压器正常运行时，很少的直流电流也会使得变压器的工作点进入到饱和区。

在变压器空载合闸、外部故障切除后的恢复中，如果剩磁与偏磁电流产生的磁通同方向，则磁路更易饱和，励磁涌流会更大。

变压器的主磁通是由一次电流和二次电流共同作用而形成的，负载时的主磁通少，就是由一、二次绕组的合成磁动势产生的，变压器负载

电流中也分为有功负荷和无功负荷，其中有功负荷是对一次磁通起去磁作用，无功负荷对变压器起助磁作用。所以，有功负荷大的时候变压器的磁路较晚饱和，因而承受直流偏磁的能力也获得了提高。而无功负荷大的时候，磁路较早趋于饱和，承受直流偏磁的能力下降。

### 5.3.2 变压器直流偏磁对继电保护的影响

研究采用 PSCAD/EMTDC 电磁暂态仿真程序重点研究在变压器的中性点有 0~100 A 的直流电流注入时，对变压器和电流互感器的铁芯励磁回路工作特性的影响。从变压器差动保护的算法角度考虑，评估直流偏磁电流对变压器差动保护的影响。特别在变压器空载合闸、外部故障切除后的恢复及在过励磁或剩磁等条件下，评估变压器差动保护拒动或误动的可能性，以及动作性能是否会受到影响，并介绍各种直流偏磁抑制装置的优劣及其对继电保护的影响。

研究基本结论如下：

(1) 从变压器的直流偏磁产生的机理出发，从理论层面推导了交直流共同作用所产生的直流磁通比直流电流单独产生的要小很多；并将直流电流单独作用于变压器和交直流共同作用于变压器两种工况进行对比仿真，验证了本结论的正确性。

(2) 采用了变压器基于铁芯几何结构的统一等效磁路模型 (UMEC) 来模拟变压器的铁芯饱和特性，详细分析了三相变压器组、三相五柱变压器、三相三柱变压器、Y/Y 结构变压器和 Y/ $\Delta$  结构变压器对直流偏磁的耐受能力。其中，三相变压器组受直流偏磁影响最严重，所产生的各次谐波也最大，其次是三相五柱变压器，而三相三柱变压器则几乎不受

影响。

(3) 全面评估了变压器磁化曲线、变压器空载合闸角度、负载电流中有功/无功分量、过励磁和欠励磁、剩磁等与保护相关的各个电气量受直流偏磁的影响程度，并从保护角度给出了 4 个最恶劣工况的仿真算例来对直流偏磁进行仿真分析。

① 变压器正常运行时，虽然直流偏磁会造成变压器励磁电流基波分量的增大，但是由于 2 次谐波的成分也随着增大，并远大于通常整定的 2 次谐波系数，保护可能由于差动电流的存在，而处于长期启动状态，因此一般不会造成变压器保护误动，但需要注意其辅助功能，例如，差流告警、TA 断线判别的配合。

② 对于变压器较严重的内部短路故障（匝地短路、相间短路或者严重的匝间短路）和外部短路故障，有、无直流偏磁对变压器的差动保护没有实质影响。但变压器发生轻微的内部短路，差动电流较小，而直流偏磁造成变压器 2 次谐波很大时，有可能导致变压器差动保护拒动。

③ 对广东电网出现直流偏磁比较严重的春城站及其附近的河春线进行了电气等值，在等值模型的环境下，模拟春城站在不同直流电流下的实际运行工况，分析了实际运行工况中变压器保护可能受到直流偏磁的影响。

④ 从目前广东电网结构和直流偏磁抑制装置的参数设计来看，中性点串电阻和中性点串电容这两种抑制措施总体对继电保护的选择性不会造成影响，但会对继电保护的灵敏性造成一定影响。



## 5.4 变压器直流偏磁的抑制措施

造成变压器直流偏磁饱和的根本原因是变压器铁芯磁化曲线的饱和特性。变压器磁化曲线饱和程度、临界饱和点、变压器运行工作点等都是影响变压器承受中性点直流大小的因素。不同结构、设计运行磁密取值和处于不同运行水平的变压器承受直流的能力不同。容易受影响的变压器有中性点流过直流后产生直流磁通大的变压器和工作在临界铁芯饱和点的变压器等。铁芯材料磁化曲线拐点形状比较圆滑和磁通密度设计取值较低的变压器容许直流电流值较大。现代变压器的铁芯多采用优质的冷轧硅钢片，磁通密度选择在  $1.5\sim 1.7\text{T}$ ，励磁电流约为额定电流的  $0.1\%$ ，当外加电压增加时，励磁电流将会急剧增大。

通过分析也可以看出，变压器承受直流偏置的能力和变压器本身的结构也有关系。不同结构的变压器对直流偏磁的反应情况也不同，由于三相三柱变压器直流磁通在铁芯中无通道，需经过其他结构件和油从油箱返回，而油的磁阻较大，所以直流磁通很小，因此可允许从中性点通过较大的直流电流；直流磁通在三相五柱式变压器中需经过旁扼返回，磁通返回通道的截面积较小，从而在较低的磁通密度下就可能出现铁芯饱和，直流电流的影响较为明显，在接地线中允许通过的直流电流较三

相三柱式变压器小；组式变压器特别是由单相自耦变压器构成的组式变压器中，各相铁芯都为直流提供低磁阻通路，且链绕直流的匝数多、铁芯截面小，直流影响很严重，因此对允许通过的直流量应有所限制。

受所出现的直流偏磁事故的影响，国外对变压器直流偏磁的研究多针对地磁干扰。在抑制变压器中性点直流电流方面，国外例如芬兰等国家，在 20 世纪 70 年代就开始了相关研究，并有了一些工程先例。目前，在新西兰北岛—南岛连接工程中，采用了变压器中性点加装电阻以限制直流电流的做法。加拿大 Hydro-Quebec 电网受地磁干扰影响，在变压器中性点串入了电容装置以限制直流偏磁。

国内的相关研究则起步较晚，但在近年也有装置研制成功并投入了实际运行。国内对变压器直流偏磁的研究是随着近年来直流输电工程的大量建设展开的。对于 HVDC 输电引起的变压器直流偏磁问题，虽然可以采用优化直流接地极以及在正常运行时限制单极大地回线方式等措施，从源头上减小接地极附近变压器产生直流偏磁的可能。但是实际运行中，双极不平衡运行方式和直流故障时的单极大地回线方式不可避免，当直流双极平衡运行发生单极故障跳闸后，另一极单极大地回线方式运行，跳闸极功率全部或部分转移至运行极，运行极功率可能会超过额定输送功率。在将运行极转为单极金属回线或功率降至安全范围之前，必然在某些主变压器中性点产生很大的直流电流。要从根本上解决这一问题，更为有效的方式是在变压器中性点安装直流抑制装置。

江苏省电力科学研究院针对三峡—常州直流输电工程出现的直流偏磁现象，研制了抑制变压器中性点直流的装置，并将其投入了实际的运行中。中国电力科学研究院针对南方电网岭澳和大亚湾核电站的直流

偏磁,按照流过主变压器中性点的实测直流电流,建立大地电网等值模型,并对变压器中性点串联电容的抑制方法进行了深入研究,提出了有关设备的主要技术参数。南方电网技术研究中心也在2005年联合清华大学和南方电网超高压输电公司对南方电网HVDC系统单极运行的直流电流分布及其对流入变压器直流限制措施进行了研究。在综合考虑可实现性和经济性的基础上提出了在主变压器中性点接入小电阻以限制直流的措施,并给出了小电阻及其并联石墨间隙的参数。

目前工程上直流偏磁抑制主要有三种思路,即反向电流法、变压器中性点串联电阻法、接电容器抑制法。

### 5.4.1 反向电流法

反向电流法是在变压器中性点注入反向直流电流来抑制变压器直流偏磁,目前经过试验研究表明,这种方法有效可行。

国内外学者提出用反向直流电流抵消或削弱主变压器中性点直流的不利影响,主要有两种形式。

(1) 在出现直流偏磁现象的变压器中性点接一个直流发生装置,如图5-5所示,产生一个与直流接地极电流大小相等、方向相反的直流来进行补偿,以此来抑制变压器直流偏磁。由于直流量大小并不一定恒定,而是随着时间的变化不规则变化,因此该方法对监测中性点直流的电流传感器要求很高,将传感器获得的中性点电流相关信息传输给补偿电流装置,以便进行实时动态补偿。此装置优点具有一定的灵活性,缺点是装置实现和控制策略复杂、造价较高,且电压安全性和系统可靠性需要检验。将输出接口、提供报警、启动和闭锁等功能,与反向直流电

流发生装置和远端独立接地体等设备，构成一个完整的抑制变压器中性点直流电流的装置，如图 5-6 所示。动态补偿装置完善了中性点补偿电流法，能够避免出现欠补偿和过补偿，可以在直流偏磁严重的变电站使用，但由于制造成本的问题，大面积推广将增加资金投入，因此可将动态补偿装置和接小电阻法相结合，形成高低搭配，能有效且经济地抑制变压器直流偏磁问题。根据反向注入原理，由广东省电力试验研究所研制的平衡抑制装置，已在惠州 220kV 义和变电站投入运行，到目前为止，运行正常。

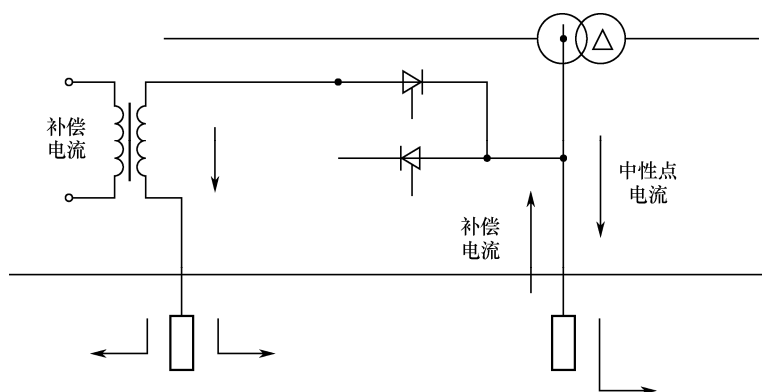


图 5-5 中性点补偿电流法

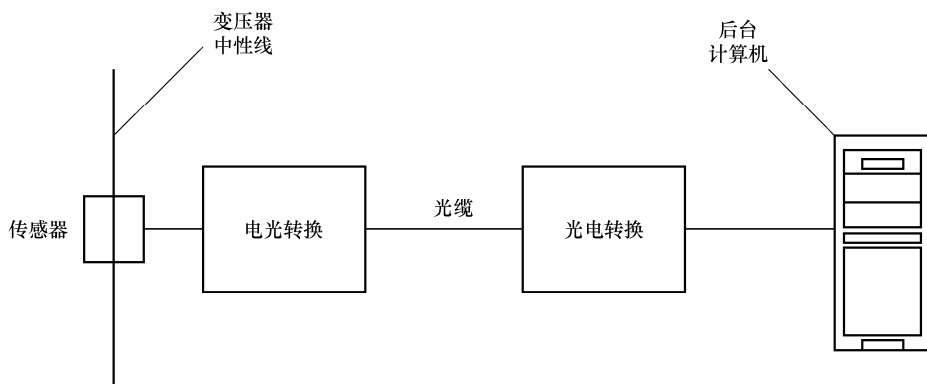


图 5-6 动态补偿装置原理图

(2) 在变压器内设置消磁线圈, 实时调整该线圈绕组中流过的直流电流值以产生一定的直流磁势, 从而抵消或削弱地中流入直流所形成励磁磁势的影响。该方法需要与相关设备厂家协商配合进行, 涉及问题较多, 在工程实际中应用的难度较大。

(3) 还有一些其他研究采取了直流地电流补偿法的思路, 向地网注入电流来升高或降低地网电位, 以减小两变电站地网间的电位差。

在变压器中性点串入一直流电压源, 根据检测到的串入直流电流值, 动态调整该电压源设置, 实时提供反向直流电流。所用电压源需保证数百伏电压, 并满足各种运行状态下相应的绝缘要求。注入电流时要注意地网、避雷线及变电站其他设备的分流影响, 对补偿容量的合理控制是该方法的难点。该补偿法适用于直流较小的场合, 其补偿调节的控制过程比较复杂, 应避免出现电流的过补偿。

国内针对龙政直流单极或双极不对称运行时, 直流偏磁对交流变电站主变压器存在的不良影响, 在该主变压器中性点安装直流电流补偿装置, 实时监测主变压器中性点直流电流, 并自动或手动跟踪补偿, 抵消直流偏磁电流以降低变压器噪声和振动, 提高主变压器运行的可靠性。该装置使用灵活, 针对中性点流入的直流电流值, 可动态选择注入不同的反向电流。但该装置复杂昂贵, 系统可行性尚需检验。

典型的变压器中性点注入反向直流装置包括变电站外的独立补偿接地极、变电站内直流发生装置、限流电抗器及变压器中性点直流电流监测和控制装置等, 如图 5-7 所示。

注入反向直流装置的“地”端为变电站外部的独立补偿接地极, 直

流发生装置的“输出”端接限流电抗器，限流电抗器的另一端接变压器中性点。限流电抗器用于限制进入直流发生装置的交流电流。变压器中性点直流电流监测和控制装置，测量变压器中性点直流电流，并根据中性点直流电流值和方向，自动启动直流发生装置产生正确方向和大小的直流分量，以达到限制变压器中性点直流电流的目的。

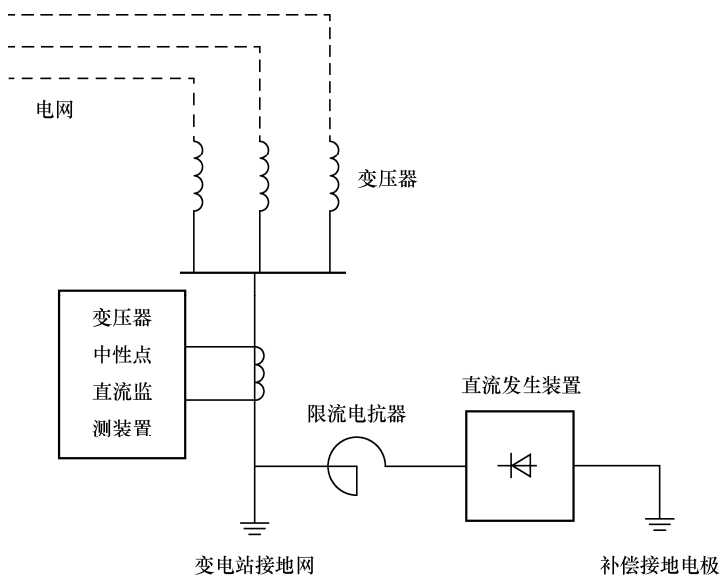


图 5-7 变压器中性点注入反向直流装置的原理接线图

直流反向电流注入法不改变变压器本体接线，对变压器安全可靠，对相邻变电站的影响很小，目前国内已经有地区投入使用，现场反映效果不错，而且反向电流法不改变相邻电气元件的电气参数，所以基本上对继电保护没有影响。但是整个装置实现复杂，控制策略也较为复杂，造价较高等。目前研究反向并采用反向电流法来抑制变压器中性点直流电流的企业很少，该装置除了复杂昂贵之外，装置的可靠性、抗干扰能力也需要在实际工程中检验。

### 5.4.2 变压器中性点串联电阻法

在中性点和地网之间串入一个阻值为数欧姆的小电阻，可以使中性点流入的直流电流明显减小，以达到工程上可以接受的程度。在新西兰北岛—南岛连接工程和我国南方电网公司的高坡—肇庆直流工程中均采用了这种方法。

中性点串接电阻抑制变压器直流偏磁原理如图 5-8 所示，用集总参数表示输电线路、变压器以及两变电站土壤间的直流电阻。当两变电站中性点存在电势差时，直流量会经并联的地面支路和地下支路流向远方，变压器中性点串接电阻器后，增大了地上支路的电阻，流经地下支路的电流就会更多，这样就减少了进入变压器的直流量，达到了抑制直流偏磁的目的。

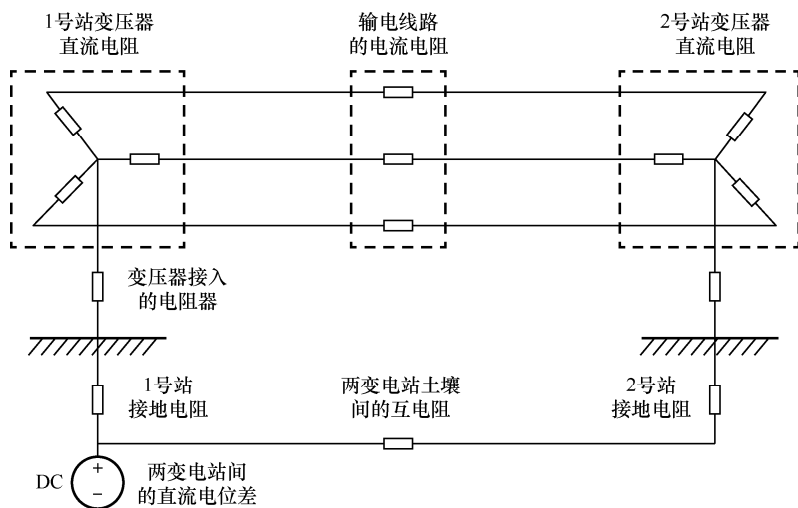


图 5-8 中性点串联电阻抑制变压器直流偏磁原理图

接入小电阻成本低，易于推广，但可能会导致附近其他变压器中性

点直流超标，无法完全抵消直流从中性点流入，且中性点电阻器改变了交流系统的零序阻抗，保护配置的整定值需重新设定。因此，要以整个目标电网变压器的直流量都不超过承受限度为目的，借助优化计算方法，对接入的小电阻进行全网考虑，达到既消除了直流量超标的变压器的直流偏磁的问题，又不会将直流感地极电流转移到电网中其他变电站的变压器中，但目前尚未见相关研究。同时，要研究中性点接入小电阻后的雷电过电压、内部过电压、对系统继电保护的影响、小电阻的参数选取原则及其保护。

### 5.4.3 接电容器抑制法

在变压器中性点和地网之间串联电容器，利用电容的隔直作用阻隔中性点直流。在实际应用中，为保护串联电容器，还需采用火花间隙和并联开关等装置。加拿大由于 1989 年 3 月 13 日 Hydro-Quebec 电网事故的影响（该次事故是由北半球的强烈磁暴造成的），采取了在变压器中性点接入电容装置限制直流的措施。

这种装置的优点是阻隔直流比较彻底，通过开关控制决定是否将电容和火花间隙旁路投入。但是装置复杂，造价很高，实现难度也较大，而且可能导致一处电流被隔断，其他处的电流却显著升高，出现电流转移的现象。

电容器有“隔直通交”的特性，串联电容器可以达到抑制直流电流的目的，按串联电容器的位置，可分为在输电线路接电容器和在变压器中性点接电容器两种方式。



## 1. 输电线路接电容器

由于系统中有自耦变压器，所以仅在一个电压等级的输电线路路上装设串联电容并不能限制直流电流通过自耦变压器流到另一电压等级的线路。必须在与交流系统相连的所有出线上均装设串联电容器，才能有效地抑制和消除流过相关变压器中性点的直流电流。交流电网出线众多，若所有出线上均装设串联电容器，必然大大增加资金投入。而且，装设串联电容器后改变了线路的阻抗，系统继电保护及自动化装置、输电线路故障定位装置的整定需要重新进行校核计算。

## 2. 变压器中性点接电容器

在变压器中性点串联一个电容器来抑制变压器中性点的直流电流，如图 5-9 所示，该装置的优点是阻隔直流比较彻底，但为了限制故障过程中电容器两端的暂态电压，就需要容量很大的电容器来承受故障电流，从而使价格昂贵，安装空间变大。系统单相对地短路时，中性点上将通过非常大的零序短路电流，如果选用的电容器达不到性能要求就很容易损坏甚至爆炸。在中性点电容器上并联电流旁路保护装置能更好地抑制直流偏磁以减少事故。

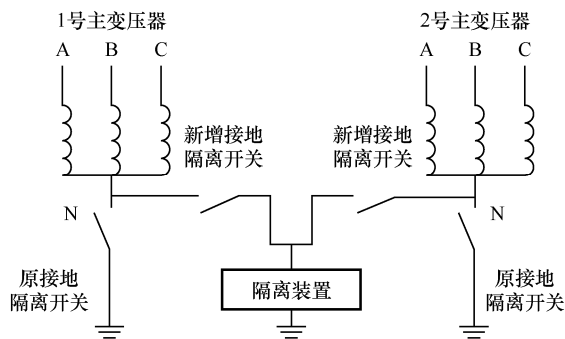


图 5-9 变压器中性点接电容器

有文献提出在中性点串联电容器并设置其旁路电路的方法，此方法能明显提高在变压器中性点串联电容器的方法的可行性和实用性，变压器中性点接电容器及其保护装置如图 5-10 所示。当电容器两端电压超过一定限值后，通过电流旁路保护装置动作启动电容器旁路，来限制中性点电容器上的暂态电压幅值，这样则不需要容量很大的电容器来承受故障电流，节省了安装空间，缩减了成本，也避免了对主变压器中性点绝缘的不利影响，确保了变压器安全可靠地运行。在短路故障清除后，电流旁路保护装置自动返回到动作前状态，将电容器重新投入运行。

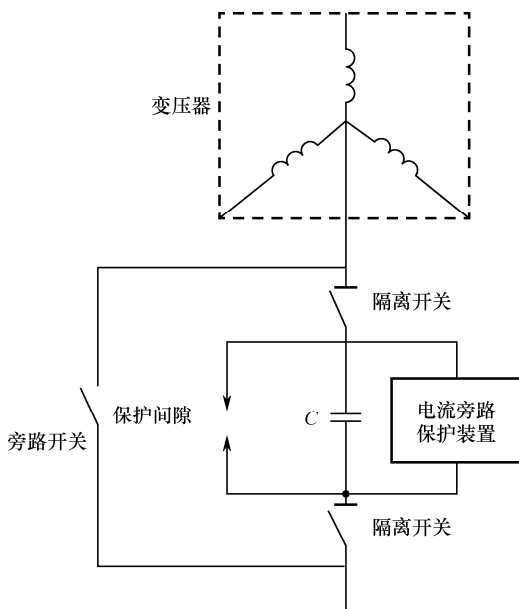


图 5-10 变压器中性点接电容器及其保护装置

在变压器中性点串联高压电容器隔离直流分量，这种保护设备国外有现成的装置，主要适用于小容量变压器防止太阳黑子运动造成的较大直流电流使变压器过载烧毁的。

从对正常通流、快速旁路和中性点设备接入的操作要求看，它与串联电容安装要求很类似。从操作方法看，因该装置仅用于阻隔直流电流，因此在可预见不会发生大地直流回流时可将开关闭合，将电容及火花间隙一起旁路，从而使变压器中性点直接接地。当开关打开且系统稳定运行时，中性点所接电容将直流电流隔断，同时允许三相不平衡交流电流流过。这种情况下电容器两端需承受的直流电压为数百伏；电容容抗为数十欧时，三相不平衡交流电流在中性点产生的对地交流电压值为数百伏。当暂态过程发生时电容电压迅速升高，将击穿并联火花间隙，从而旁路电容，及时泄放故障电流，避免出现损坏中性点的过电压以及对继电保护系统的破坏。下面分别介绍各主要功能模块。

(1) 电容模块。它主要包括电容和相关的限流熔丝。实际应用中只需少量电容，其大小依赖于两个条件，即阻隔直流而承受的直流电压幅值和交流电流的通流能力。另外，电容需适于采用火花间隙及开关保护。显然，较大的电容能提供较大的交流电流通流容量。值得考虑的是，为阻隔直流，电容两端需耐受相当的直流电压，而在稳态时，三相不平衡交流电流又会给电容两端带来一定幅值的交流电压。暂态操作时电容模块能自发的吸收幅值相对较高的系统过电压和暂态电流。此时电容将在暂态周期内承受大幅值的快速冲击电流，同时伴随作用在电容两端电压的快速增加。暂态电流和电压的影响将持续增加，最终导致提供旁路的火花间隙设备在设定的保护电压水平下闪络。

(2) 火花间隙模块。火花间隙在该装置硬件设计中为旁路电路提供最初的操作方法。在任何可能导致变压器中性点对地电压大幅增加的暂态扰动情况下，都必须对中性点电容可靠旁路。针对火花间隙闪络电压水平具有一定分散性的特点，可通过调整相应的绝缘配合水平

使其分布在可接受的范围内。在这方面，虽然金属氧化锌避雷器能提供可预测且较准确的电压电流曲线，然而基于对所需吸收能量的考虑，并未选用。火花间隙的最大优势是能在兼顾经济效益的情况下提供尽可能大的通流容量，其最大劣势是缺乏有效地切断工频续流能力。并联开关正是为弥补它这方面的不足而增添的。一旦暂态电弧电流被清除就可重新打开旁路开关，使中性点电容在装置中重新发挥作用。

(3) 旁路开关模块。与火花间隙操作相配合的是机械旁路开关，它能提供变压器中性点最终的可靠接地。因其操作速度相对较慢，故只能用于最后阶段的接地操作。同时它使中性点电容可灵活的被切入、切出。预计的开关工作时限比一般的断路器短得多，而且开关所需承受的最大电流往往出现于闭合阶段。稳态下持续通过的电流更是相对较小。对开关闭合时间的要求小于 10 个周期，这在实际工程中较易满足。变压器中性点接地电容并联装置示意图如图 5-11 所示。

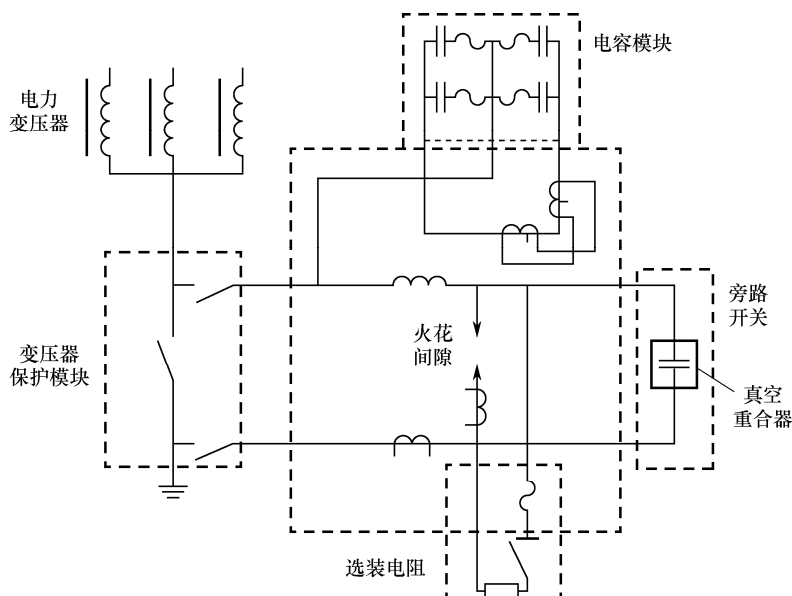


图 5-11 变压器中性点接地电容并联装置示意图

## 5.5 直流偏磁抑制措施比较及其对继电保护的影响

以广东电网为例，“十五”时期，南方电网已然形成“六交三直”西电东送大通道，超（特）高压直流输电（HVDC）方式，为实现南方电网的远距离电能输送起到了十分积极的作用。然而实际运行发现，当直流输电系统采用大地作为回路的运行方式时，巨大的直流电流与大地构成回路，从大地中流过的直流会对附近的交流系统产生影响。特别是地中直流对附近中性点直接接地的变压器的直流偏磁作用影响很大。广东电网作为直流输电的受端区域，受直流偏磁影响较大。为了解决南方电网 HVDC 系统中，采用直流单极大地运行方式时，对南方电网若干变电站中性点直接接地变压器影响的问题，南方电网技术研究中心、南方电网超高压输电公司和众多高校研究所等单位进行了广泛而深入的研究。目前，广东电网主要采用两种直流偏磁抑制装置，即变压器中性点串联电阻法和变压器中性点串联电容法，并已有实际装置投入工程应用。

这两种直流偏磁抑制装置在保障变压器安全运行的同时，是否会对相关的继电保护运行产生一定的影响，是否需要对相关变压器与线路保护的整定与运行进行重新校核，以上问题在国内外的理论研究和工程经验都非常不足，因此需要对其展开深入的研究。直观地看，由

于主变压器中性点接入电阻或电容，改变了系统的零序参数，在出现不对称接地故障时继电保护将受到影响，主变压器保护和附近相关线路的保护可能会有不正确动作的隐患，故也需开展定性与定量的研究，对主变压器和相邻线路的保护作出分析校核。

基于以上实际需求，初步分析可能面临如下问题：在系统大小不同运行方式及各种接地故障条件下，保护的测量量（如零序启动元件、零序电流大小、零序电压大小、零序功率方向、测量阻抗的大小与方向等）会受到直流偏磁抑制装置的影响。该变电站内各主变压器接地保护可能出现灵敏性与选择性的问题；该变电站引出线路接地保护可能出现灵敏性与选择性的问题；该变电站引出线路的相邻线路接地保护可能出现灵敏性与选择性的问题；该变电站中、低压侧接地故障时，引出线路的对侧接地保护可能出现灵敏性与选择性的问题。

基于广东电网实际运行环境，建立研究广东清远淄江站 1 号主变压器中性点增加电容隔直装置相关问题的数学模型和广东电网春城变电站主变压器的中性点串接小电阻的数学模型。从理论分析和仿真计算两个方面，深入分析了中性点串接小电阻和中性点接入直流隔直装置对交流电网继电保护影响的机理、相关因素和影响程度。进一步地，对现有站内主变压器、引出线路及相邻线路保护的整定值进行安全性评估，对相关变压器与线路保护的灵敏性与选择性进行定性分析与定量分析，从而为解决这些问题提供了理论依据。

### 5.5.1 受中性点串联电阻或电容影响的变压器和线路保护

电力变压器中性点串联的接入只对电网的零序参数有改变，所以只

在出现不对称接的故障时对交流电网继电保护有影响。

典型的高压变电站主变压器微机保护配置一般为比率制动式差动保护、工频变化量比率差动保护、差动速断保护和对应于本体主保护的瓦斯保护、油温保护、压力释放保护等；高压侧后备保护配置一般有反映相间短路故障的相间阻抗保护、复合电压启动的过电流保护、负序电流保护等；反映接地故障的变压器中性点直接接地时的零序电流保护和中性点不接地时的零序电压保护、中性点间隙零序电流保护Ⅱ零序方向过电流保护；反映容量在 0.4MVA 及以上变压器的对称过负荷保护。

由典型的高压变电站主变压器微机保护配置可知，原理上受电网零序参数改变影响的变压器保护有中性点零序方向过电流保护。鉴于电网零序电流的变化，在故障计算软件的计算结果分析中还涉及复合电压闭锁（方向）过电流保护以及过负荷保护所受的影响。

微机线路保护装置一般以高频方向保护和高频距离保护为主保护，以阶段式距离保护、阶段式零序电流方向保护及综合重合闸作为后备保护。

### 1. 对变压器中性点零序方向过电流保护的影响

接地故障发生时，主变压器中性点接入偏磁抑制电容总体上使得流过该主变压器中性点零序电流增大，其中性点零序过电流保护灵敏系数提高。

主变压器中性点接入偏磁抑制电容也将使得故障点位置由变电站引出线路末端  $N$  侧向始端  $M$  侧靠近、故障线路等值阻抗幅值减小、等值电源等值阻抗幅值减小或者等值电源电动势幅值增大等情形下，流过  $M$  侧

主变压器中性点电流增大，其零序电流保护的灵敏系数提高。

数值计算表明，溜江变压器中性点接入电容时，在不同运行方式下，溜江站主变压器高压侧零序电流增长的幅度、金属性单相接地与两相短路接地时升幅最大为 1.5%。变压器中性点接入电容后，溜江站 220kV 母线的零序电压比中性点零序电流  $U_0/I_0$  的幅值变化范围最大为 1.5%，相角没有影响。故溜江变压器中性点接入小电容不会影响其高压侧方向零序电流保护的正常工作。

## 2. 对线路零序方向过电流保护的影响

总体上，偏磁抑制电容的接入使得由溜江站到接地故障线路的通道上流过的零序电流增大，其零序过电流元件灵敏系数提高，而使线路对侧零序电流减小，其零序过电流元件灵敏系数降低。

数值计算表明，在 2007 年夏大、夏小方式下，母线高阻（接地过渡电阻取  $100\Omega$ ）单相接地故障时，出现与之相邻的母线零序电压有些低于 2.2kV，最低可达到 0.3~0.4kV 的情况，但并没有因溜江变压器中性点接入小电容而有进一步的影响。

长溜线与溜从甲（乙）线在线路末端发生接地故障时从溜江站保护安装处计算得到的  $3U_0$  滞后  $3I_0$  的相角分别为  $98^\circ$  与  $96^\circ$ ，在溜江站主变压器中性点接入电容前后并没有受到影响。

同时，由于长溜线、溜从甲（乙）线选取零序电流保护作为后备保护，因此其灵敏系数为 1.2~1.5。溜江站主变压器中性点电容的接入引起线路零序电流变化的最大幅度为 4.3%，由此可以推断其线路零序方向电流保护仍能基本满足灵敏性与选择性的要求。



### 3. 对线路接地距离保护的影响

由于故障点过渡电阻的存在，线路距离保护的测量阻抗  $Z_m = Z_m k_1 + \Delta Z_m$  中将出现附加测量阻抗  $\Delta Z_m$ 。因此，对附加测量阻抗  $\Delta Z_m$  的影响，将影响到接地距离保护的动作范围。主变压器中性点接入电容总体上将使其引出线的附加测量阻抗  $\Delta Z_m$  幅值减小。

数值计算表明，在夏大、夏小方式下，淄江站外的线路与母线故障时从淄江站往线路上看出的接地阻抗几乎没有因为主变压器中性点接入小电容后而变化；而对相关线路影响最严重的情形是在夏大方式淄江站内 110kV 母线故障时从长湖电厂看进来的接地阻抗值的变化幅度最大为 4.3%，角度变化最大为  $1^\circ$ ，因而不会对线路接地距离保护的选择性与灵敏性造成实质性的影响。

### 5.5.2 中性点串联电阻法对继电保护的影响

以目前广东电网装设中性点串电阻的春城站为例，建立春城站母线以及春城站相邻线路（河春线、春恩线、茂河线、河泥线、圣恩线）的等值模型来分析中性点串联电阻法对继电保护的影响，如图 5-12 所示。

从仿真结果可以看出，受直流偏磁的影响，春城站在正常带负荷运行时，差动电流的各次谐波值有所增大，但没有达到二次谐波制动的定值，从而不会影响到春城站主变压器差动保护的选择性。在内部故障，差动电流基波值很大，谐波与基波比值很小，差动保护不会拒动。在外部故障时，差动电流基波值增大幅度有限，不会造成保护误动。

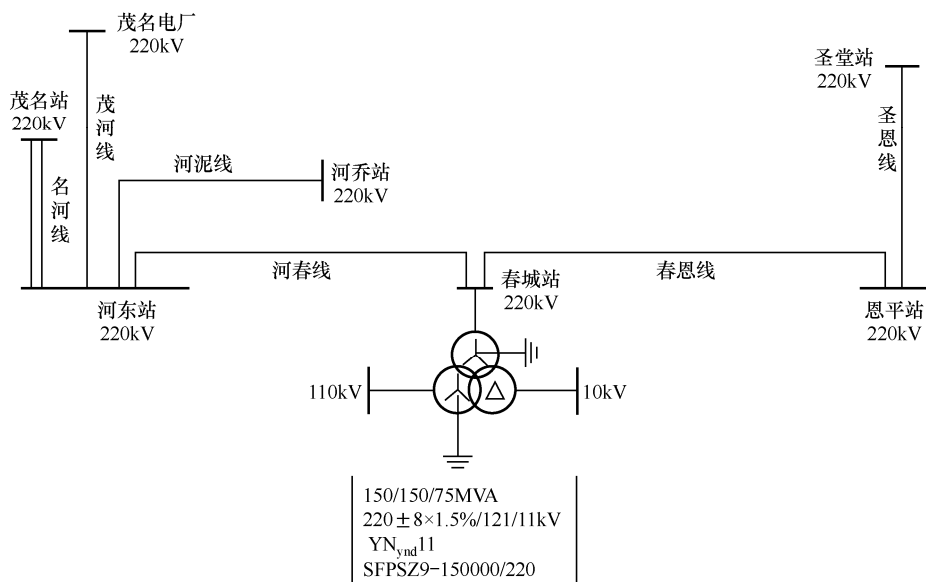


图 5-12 春城站附近电气接线图

### 1. 对主变压器保护影响

比率制动式差动保护是变压器的主保护，变压器中性点接入  $10\Omega$  电阻后，中性点零序电流大小的改变对纵差保护无影响。

低阻抗保护是当电流、电压保护不能满足灵敏度要求或根据网络保护间配合要求而采用的相间故障后备保护。变压器中性点加  $10\Omega$  小电阻的前后，对测量阻抗没有影响，不影响变压器相间距离保护的选择性和灵敏度。

复合电压闭锁的（方向）过电流保护为变压器或相邻元件的后备保护。变压器中性点接入  $10\Omega$  电阻后，故障相相电流减小，非故障相相电流、相电压有增大有减小，负序电压增大。根据短路电流计算表可知过电流继电器的灵敏度变化范围为  $1.26\% \sim 2.78\%$ 。负序电压继电器的灵敏度增大，其变化范围为  $2.14\% \sim 3.51\%$ 。对复合电压闭锁的（方向）

过电流保护的灵敏度无影响，不影响相间功率方向元件的判别。

零序方向过电流保护为变压器或相邻元件的接地后备保护。在夏大正常运行方式和夏小方式以及线路检修运行方式下，在春城附近相关线路和邻近变电站母线发生接地短路故障时，春城、恩平、圣堂各变电站主变压器中性点接入  $10\Omega$  小电阻前后变压器中性点电流幅值变化范围为  $-11.14\% \sim 18.78\%$ ，电流元件的灵敏度变化范围为  $-11.14\% \sim 18.78\%$ ；春城主变压器高压侧滞后的相角由  $90^\circ$  变为  $111^\circ$ ，变压器高压侧零序电流保护中的零序方向元件动作不受影响。

中性点间隙零序电流及零序电压保护适用于变压器中性点不接地情况时的变压器保护，对于  $220\text{kV}$  主变压器高中压侧中性点均接地的变压器保护，无须考虑对其影响。

变压器过负荷保护是根据变压器过负荷的表现，即绕组温升发热来判断过负荷情况的。过负荷故障的灵敏启动元件为过电流保护时，变电站主变压器中性点接入  $10\Omega$  小电阻后过负荷保护电流元件的灵敏度变化范围为  $-11.14\% \sim 18.78\%$ 。

## 2. 对引出线及其相邻线路保护的影响

(1) 零序方向过电流保护。多个主变压器中性点接入  $10\Omega$  电阻的运行情况，主要考虑春城、恩平、圣堂 3 个变电站中性点组合接入电阻的 7 种组合方式。主变压器中性点接入  $10\Omega$  电阻前后，在不同故障点和故障点过渡电阻由  $0 \sim 100\Omega$  变化时，各相关线路的零序电流变化范围见表 5-1，对线路零序过电流保护灵敏度需在电网夏小方式下校核。

表 5-1 主变压器中性点接入 10 Ω 电阻前后线路零序电流变化范围

| 运行方式       | 正常夏大运行方式     | 夏小方式          | 线路检修运行方式     |
|------------|--------------|---------------|--------------|
| 线路零序电流变化范围 | -9.23%~6.81% | -6.81%~10.06% | -6.03%~5.20% |

在故障点过渡电阻达到一定数值时，某些主变压器中性点电阻的接入会使保护安装处零序低电压进一步减小，造成零序方向元件失压不投入运行的情况。各种运行方式情况下的中性点接入电阻方式对保护的零序低电压影响的情况见表 5-2。

表 5-2 恶化保护安装处零序低电压的运行方式

| 电网运行方式 | 主变压器中性点接入电阻方式  |
|--------|----------------|
| 正常运行   | 春城/升堂、春城/圣堂、春城 |
| 河春检修   | 无              |
| 春恩检修   | 无              |
| 正常方式   | 春城/圣堂、春城       |
| 河春检修   | 春城             |
| 春恩检修   | 无              |

在表 5-2 中未列出的其他主变压器中性点接入电阻运行时，电阻的接入会使保护安装处零序电压增大，并且改善高阻接地故障引起的零序失压情况。

保护安装处的零序电压与保护反方向的零序阻抗和线路零序电流有关，而在保护正方向故障时，保护反方向零序阻抗的增加会引起保护安装处零序电流的减小。故主变压器中性点接入对保护零序失压的影响随不同的电网结构和参数而变化。

对于线路保护而言，变压器中性点接入电阻对电网零序阻抗的改变

只影响线路正方向上接地故障时的线路零序方向元件的方向判断。而对于春城/恩平/圣堂、春城/恩平、春城/圣堂、恩平/圣堂、恩平、圣堂 6 种主变压器中性点接入电阻方式，对春恩线恩平侧保护，其安装处的  $3U_0$  滞后  $3I_0$  的相角由中性点接入电阻前的  $95^\circ$  变为  $101^\circ$ 。

有线路检修的  $n-1$  方式下，同样是保护反方向的零序阻抗的改变对零序方向元件的  $3U_0$  滞后  $3I_0$  的相角有改变，变化范围为  $90^\circ \sim 112^\circ$ ，见表 5-3。

表 5-3 不同中性点接入  $10\Omega$  电阻方式对春恩线春城侧保护  $3U_0/3I_0$  相位的影响

| 中性点 $10\Omega$ 阻接入组合方式 | 对保护安装处 $3U_0/3I_0$ 相位的影响                        |
|------------------------|---|
| 春城/恩平/圣堂               | 由 $3U_0$ 滞后 $3I_0$ 滞后 $90^\circ$ 变为 $112^\circ$ |
| 春城                     |   |
| 春城/圣堂                  |   |
| 春城与恩平                  |   |
| 圣堂                     | $3U_0$ 滞后 $3I_0$ 滞后 $96^\circ$ 不变               |
| 恩平                     |   |
| 恩平/圣堂                  |   |

在  $\varphi_{MU}=70^\circ \sim 80^\circ$  的正常情况下，零序方向元件的方向判别在各主变压器中性点接入电阻前后不受影响，主变压器中性点接入电阻不影响零序方向过电流保护的选择性。

(2) 距离保护。在夏大正常运行方式和夏小方式以及有线路检修的运行方式下，对于春城、恩平、圣堂 3 个变压器电站 7 种主变压器中性点组合接入  $10\Omega$  电阻的情况，结论如下：

主变压器中性点接入电阻大于  $20\Omega$  时在保护反方向故障时，使得保

护安装处测量阻抗的幅值和相位均增大，不会造成保护在反方向故障时的误动。主变压器中性点接入电阻在保护正方向故障时使得保护安装处测量阻抗的幅值增大，相位减小。在满足表 5-4 的情况下，会造成距离保护的误动。

表 5-4 主变压器中性点接入电阻后造成春恩线春城站侧距离保护拒动情况表

| 主变压器中性点接入 $10\Omega$ 电阻组合方式 |          | 春恩线春城站侧阻抗特性                   |
|-----------------------------|----------|-------------------------------|
| 夏大正常运行方式下                   | 春城       | 阻抗特性偏移部分在第四象限部分小于 $1^\circ$ 时 |
|                             | 春城/圣堂    |                               |
|                             | 春城/恩平    |                               |
|                             | 春城/恩平/圣堂 |                               |
| 河春线检修运行方式下                  | 春城/恩平/圣堂 | 阻抗特性偏移部分在第四象限部分小于 $1^\circ$ 时 |

其中，在变电站附近有线路检修的运行方式下，在春恩线检修时，分析了恩平主变压器中性点接入  $10\Omega$  电阻、春城/恩平主变压器中性点接入  $10\Omega$  电阻与春城主变压器中性点接入  $10\Omega$  电阻时 3 种主变压器中性点接入电阻情况；在河春线检修时，分析了春城主变压器中性点接入  $10\Omega$  电阻、恩平主变压器中性点接入  $10\Omega$  电阻与春城/恩平/圣堂主变压器中性点接入  $10\Omega$  电阻时 3 种主变压器中性点接入电阻情况。

(3) 线路纵联差动保护。线路纵联差动保护是以比较线路两侧的电流方向、相位等电气量为原理的保护，各主变压器中性点加入  $10\Omega$  电阻的前后，不影响线路纵联差动保护。

# 第 6 章

## 高压交直流混联电网 潮流计算分析

- 6.1 交直流混联系统潮流计算中换流器标么值方程
- 6.2 交直流电力系统数学模型
- 6.3 交直流混联系统潮流计算的牛顿迭代法
- 6.4 交直流混联系统潮流计算的快速解耦法
- 6.5 交直流混联系统潮流计算示例





## 6.1 交直流混联系统潮流计算中换流器标么值方程

为了建立潮流计算的数学模型，常将整个交直流系统分为交流系统和直流系统，对两个系统分别建立数学模型。直流系统和交流系统的分界面根据第3章换流器稳态数学模型中的假设条件以换流站交流母线为界，如图6-1所示。其中 $P_{ac} + jQ_{ac}$ 是注入交流系统的功率， $P_d + jQ_d$ 是注入直流系统的功率， $P_s + jQ_s$ ，是滤波器和无功补偿及负荷的注入功率。

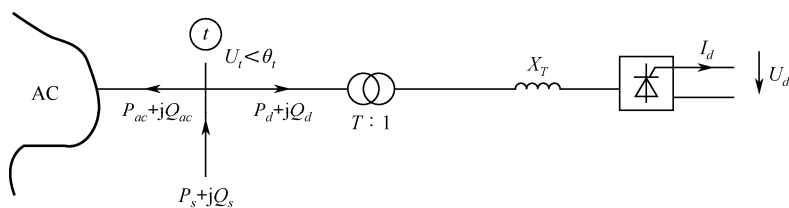


图 6-1 交直流系统分界图

潮流计算时，常采用标么值。而引入直流系统后，对直流系统的基准值取法在以往的文献中并没有统一。下面说明本章所采用的标么值系统。

图 6-1 所示的交直流系统中，设直流侧的功率基值和电压基值分别为 $S_{dcb}$ 和 $U_{dcb}$ ，交流侧的功率基值和电压基值分别为 $S_{acb}$ 和 $U_{acb}$ ，且

满足：

$$S_{acb} = \sqrt{3}U_{acb}I_{acb} \quad (6-1)$$

$$S_{dcb} = U_{dcb}I_{dcb} \quad (6-2)$$

式中， $I_{acb}$  和  $I_{dcb}$  分别为交流电流基准值和直流电流基准值。

令

$$K = \frac{U_{dcb}}{U_{acb}} \quad (6-3)$$

使  $S_{acb} = S_{dcb}$ ，整个系统的功率基值，则可导出电流和阻抗基值的关系如下：

$$I_{dcb} = \frac{\sqrt{3}}{K}I_{abc} \quad (6-4)$$

$$Z_{dcb} = K^2Z_{acb} \quad (6-5)$$

根据第 3 章换流器稳态数学模型，6 脉波换流器有名值基本方程为

$$U_{d0} = \frac{3\sqrt{2}U_t}{\pi T} \quad (6-6)$$

$$\Delta U_d = \frac{3X_T}{\pi}I_d = d_s I_d \quad (6-7)$$

$$U_d = U_{d0} - \Delta U_d \quad (6-8)$$

$$P_d = U_d I_d \quad (6-9)$$

$$Q_d = P_d \tan \varphi \quad (6-10)$$

$$\cos \varphi \approx U_d / U_{d0} \quad (6-11)$$

由此导出 6 脉波换流器的标么值 (\*代表标么值) 方程为

$$U_{d0}^* = \frac{3\sqrt{2}U_t}{\pi T U_{dcb}} = \frac{3\sqrt{2}U_t}{\pi T K U_{acb}} = \frac{3\sqrt{2}U_t^*}{\pi T K} \quad (6-12)$$

$$\Delta U_d^* = \frac{3X_T I_d}{\pi U_{dcb}} = \frac{3X_T I_d}{\pi I_{dcb} Z_{dcb}} = \frac{3X_T I_d}{\pi K^2 Z_{acb} I_{acb}} = \frac{3X_t'' I_d''}{\pi K^2} \quad (6-13)$$

$$U_d^* = U_{d0}^* - U_d^* \quad (6-14)$$

$$P_d^* = U_d^* I_d^* \quad (6-15)$$

$$Q_d^* = P_d^* \tan \varphi \quad (6-16)$$

$$\cos \varphi \approx U_d^* / U_{d0}^* \quad (6-17)$$

对于每极具有  $K_b$  个 6 脉波桥串联, 极数为  $K_p$  的直流输电系统, 其标么值方程为

$$U_{d0}^* = \frac{3\sqrt{2}K_b U_t^*}{\pi T K} = C U_t^* \quad (6-18)$$

$$\Delta U_d^* = \frac{3X_t^* I_d^* K_b}{\pi K^2} = d_x^* I_d^* \quad (6-19)$$

$$U_d^* = U_{d0}^* - \Delta U_d^* \quad (6-20)$$

$$P_d^* = K_p U_d^* I_d^* \quad (6-21)$$

$$Q_d = P_d^* \tan \varphi \quad (6-22)$$

$$\cos \varphi = U_d^* / U_{d0}^* \quad (6-23)$$

其中

$$C = \frac{3\sqrt{2}K_b}{\pi TK} \quad (6-24)$$

## 6.2 交直流电力系统数学模型

首先来看两端直流输电系统。众所周知，若换流变压器分接头确定，两端换相电压已知，则换流器触发角一旦确定，直流输电系统的所有物理量就完全确定。因此有

$$p_{d1} = f_1(U_{i1}, U_{i2}, \alpha_1, \alpha_2) \quad (6-25)$$

$$Q_{d1} = g_1(U_{i1}, U_{i2}, \alpha_1, \alpha_2) \quad (6-26)$$

$$p_{d2} = f_2(U_{i1}, U_{i2}, \alpha_1, \alpha_2) \quad (6-27)$$

$$Q_{d2} = g_2(U_{i1}, U_{i2}, \alpha_1, \alpha_2) \quad (6-28)$$

式中， $\alpha_1$  和  $\alpha_2$  分别为整流侧和逆变侧的触发延迟角； $U_{i1}$  和  $U_{i2}$  分别为整流站和逆变站交流母线电压。

对应于两端直流输电系统，必然有两个控制方程，用这两个控制方程消去上述方程中的变量  $\alpha_1$  和  $\alpha_2$ ，可得

$$p_{d1} = f'_1(U_{i1}, U_{i2}) \quad (6-29)$$

$$Q_{d1} = g'_1(U_{i1}, U_{i2}) \quad (6-30)$$

$$p_{d2} = f'_2(U_{t1}, U_{t2}) \quad (6-31)$$

$$Q_{d2} = g'_2(U_{t1}, U_{t2}) \quad (6-32)$$

即注入直流系统的功率是直流网连接的交流母线电压幅值的函数。

上述结果不难推广到多端直流输电系统。因此，注入换流站节点  $t$  的功率可以分为两部分。

注入交流系统的功率为：

$$P_{ac} = U_1 \sum_{j \in t} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (6-33)$$

$$Q_{ac} = U_1 \sum_{j \in t} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (6-34)$$

$$P_d = f_1(U_1, U_{t1}, U_{t2}, \dots, U_{tm}) \quad (6-35)$$

$$Q_d = g_1(U_1, U_{t1}, U_{t2}, \dots, U_{tm}) \quad (6-36)$$

式中， $t, t_1, t_2, \dots, t_m$  为所有与直流网络相连接的交流系统节点。

由上述分析可知，直流系统中，一旦控制方式确定，则注入任意一个换流站的功率只与该换流站的交流母线电压幅值和该换流站所处的直流系统中的其他换流站交流母线电压幅值有关。因此，从交流侧注入任意一个换流站的功率可看作是某些交流节点电压幅值的函数，而与直流系统中的任何一个变量无关，即直流系统已被等效。这就把交直流电力系统的潮流计算问题简化为具有同样交流节点个数并求同样状态量（节点电压的幅值和相）的一个纯交流系统的潮流计算问题。从而可以应用纯交流系统潮流计算中非常成熟的 Newton-Raphson（牛顿-拉弗森）法

和快速解耦算法进行求解。而直流系统中各变量的求解可在迭代收敛后与求交流线路功率一起求出。

显然，换流站交流母线的功率平衡方程为

$$\Delta P = P_s - P_{ac} - P_d = 0 \quad (6-37)$$

$$\Delta Q = Q_s - Q_{ac} - Q_d = 0 \quad (6-38)$$

因此，换流站交流母线可以当作  $PQ$  节点来处理。而交直流电力系统的潮流计算与纯交流系统的潮流计算不同之处仅在于换流站交流母线的功率平衡方程中多了一项直流注入功率。

### 6.3 交直流混联系统潮流计算的牛顿迭代法

当用 Newton-Raphson 法求解交直流电力系统的潮流问题时, 首先必须建立修正方程的 Jacobian (雅可比) 矩阵。由 6.2 节的讨论可知, 交直流电力系统的 Jacobian 矩阵与纯交流系统的 Jacobian 矩阵的不同之处在于交直流电力系统的 Jacobian 矩阵中需要考虑与直流注入功率相关的因素。由于直流注入功率与节点电压的相角无关, 因此 Jacobian 矩阵中所有对节点电压相角求偏导的元素与直流注入功率无关。下面以两端直流输电系统为例, 具体推导直流注入功率对 Jacobian 矩阵的影响。

对整流站交流母线, 功率平衡方程为

$$\Delta P_t = P_{st} - P_{act} - P_{dt} = 0 \quad (6-39)$$

$$\Delta Q_t = Q_{st} - Q_{act} - Q_{dt} = 0 \quad (6-40)$$

而

$$\Delta N_{ri} = -\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_i} U_i = -\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_{d0i}} C_i U_i \quad (6-41)$$



$$\Delta L_{ri} = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_t} U_t = -\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_{d0t}} C_t U_t \quad (6-42)$$

$$\Delta L_{ri} = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_i} U_i = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{d0i}} C_i U_i \quad (6-43)$$

对逆变站交流母线，功率平衡方程为

$$\Delta P_i = P_{si} - P_{aci} - P_{di} = 0 \quad (6-44)$$

$$\Delta Q_i = Q_{si} - Q_{aci} - Q_{di} = 0 \quad (6-45)$$

而

$$\Delta N_{ri} = -\frac{\partial P_{di}}{\partial U_i} U_i = \frac{\partial P_{di}}{\partial U_{d0i}} C_i U_i \quad (6-46)$$

$$\Delta N_{ir} = -\frac{\partial P_i}{\partial U_t} U_t = \frac{\partial P_{di}}{\partial U_{d0i}} C_t U_t \quad (6-47)$$

$$\Delta L_{ri} = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_i} U_i = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{d0i}} C_i U_t \quad (6-48)$$

$$\Delta L_{ri} = -\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_r} U_r = -\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{d0t}} C_r U_r \quad (6-49)$$

以上各式中， $C_r$  和  $C_i$  的意义见式 (6-49)。从以上各式可以看出，要确定直流注入功率对 Jacobian 矩阵的影响，必须先确定  $\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_{d0r}}$ ，

$$\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{d0r}}, \frac{\partial P_{dr}}{\partial U_{d0i}}, \frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{d0i}}, \frac{\partial P_i}{\partial U_{d0r}}, \frac{\partial Q_i}{\partial U_{d0r}}, \frac{\partial P_{di}}{\partial U_{d0i}}, \frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{d0i}}。$$

而以上 8 个量均随控制方式的变化而变化。下面给出不同控制方式下以上 8 个量的计算公式。

### 6.3.1 整流侧定电流控制和逆变侧定电压控制

整流侧定电流的控制方程为

$$I_d = I_{d0} \quad (6-50)$$

逆变侧定电压控制（通常控制整流侧电压为恒定）的方程为

$$U_{dr} = U_{d0} \quad (6-51)$$

因此

$$P_{dr} = K_p U_{dr} I_d = K_p U_{dr} I_{dr} = \text{const} \quad (6-52)$$

$$Q_{dr} = P_{dr} \tan \varphi_t = P_{dr} \sqrt{\left(\frac{U_{d0r}}{U_{dr}}\right)^2 - 1} = K_p I_{dr} \sqrt{U_{d0r}^2 - U_{dr}^2} \quad (6-53)$$

$$P_{di} = K_p U_{di} I_d = K_p (U_{dr} - I_{dr} R_{d0}) = \text{const} \quad (6-54)$$

$$Q_{di} = P_{di} \tan \varphi_i = P_{di} \sqrt{\left(\frac{U_{d0r}}{U_{dr}}\right)^2 - 1} = K_p I_{dr} \sqrt{U_{d0i}^2 - U_{di}^2} \quad (6-55)$$

因此有

$$\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_{d0i}} = 0 \quad (6-56)$$

$$\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_{d0i}} = 0 \quad (6-57)$$

$$\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{d0i}} = \frac{K_p U_{d0r} I_{dr}}{\sqrt{U_{d0i}^2 - U_{di}^2}} \quad (6-58)$$

$$\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{d0i}} = 0 \quad (6-59)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial U_{d0r}} = 0 \quad (6-60)$$

$$\frac{\partial P_{di}}{\partial U_{d0i}} = 0 \quad (6-61)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial U_{d0r}} = 0 \quad (6-62)$$

$$\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{d0i}} = \frac{K_p U_{d0r} I_{dr}}{\sqrt{U_{d0i}^2 - U_{di}^2}} \quad (6-63)$$

由式(6-62)和式(6-63)可以看出,当整流侧采用定电流控制和逆变侧采用定电压控制时,直流注入功率对 Jacobian 矩阵的影响仅仅表现在元素  $L_{rr}$  和  $L_{ii}$  上,对 Jacobian 矩阵的其余元素没有影响。由于这种情况下换流站交流母线注入换流器的有功功率为定常值,无功功率为该母线交流电压幅值的函数,而与其他交流节点的电压无关。因此,这种情况下交直流电力系统的潮流计算问题就等价于考虑负荷电压静特性的纯交流系统潮流计算问题。

### 6.3.2 整流侧定电流控制和逆变侧定关断角控制

整流侧定电流的控制方程为

$$I_d = I_{ds} \quad (6-64)$$

逆变侧定关断角控制的方程为

$$\gamma = \gamma_s \quad (6-65)$$

因此

$$U_{di} = U_{d0i} \cos \gamma_s - d_{si} I_{d0} \quad (6-66)$$

$$U_{dr} = U_{di} + I_{dr} R_{d0} = U_{d0i} \cos \gamma_s (R_{d0} - d_{si}) I_{ds} \quad (6-67)$$

$$P_{dr} = K_p U_{dr} I_d = K_p U_{dr} I_{dr} \quad (6-68)$$

$$Q_{dr} = P_{dr} \tan \varphi_t = K_p I_{dr} \sqrt{U_{d0r}^2 - U_{dr}^2} \quad (6-69)$$

$$P_{di} = K_p U_{di} I_{dr} \quad (6-70)$$

$$Q_{di} = P_{dr} \tan \varphi_t = K_p I_{dr} \sqrt{U_{d0i}^2 - U_{di}^2} \quad (6-71)$$

因此有

$$\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_{d0i}} = 0 \quad (6-72)$$

$$\frac{\partial P_{dr}}{\partial U_{d0i}} = K_p I_{ds} \cos \gamma_s \quad (6-73)$$

$$\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{d0i}} = \frac{K_p U_{d0r} I_{dr}}{\sqrt{U_{d0r}^2 - U_{dr}^2}} \quad (6-74)$$

$$\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{d0r}} = \frac{K_p U_{dr} I_{dr} \cos \gamma_s}{\sqrt{U_{d0r}^2 - U_{dr}^2}} \quad (6-75)$$

$$\frac{\partial P_{di}}{\partial U_{d0i}} = 0 \quad (6-76)$$

$$\frac{\partial P_{di}}{\partial U_{d0i}} = K_p I_{dr} \cos \gamma_s \quad (6-77)$$

$$\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{d0i}} = 0 \quad (6-78)$$

$$\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{d0i}} = -\frac{K_p I_{dr} (U_{d0i} - U_{di} \cos \gamma_s)}{\sqrt{U_{d0i}^2 - U_{di}^2}} \quad (6-79)$$

## 6.4 交直流混联系统潮流计算的快速解耦法

潮流计算的快速解耦算法由迭代和  $Q-U$  迭代交替进行直至收敛而实现。迭代中修正方程的系数矩阵通常用  $\mathbf{B}'$  表示,  $Q-U$  迭代中修正方程的系数矩阵通常用  $\mathbf{B}''$  表示。由于直流注入功率与节点电压的相角无关, 因此, 直流系统的引入对  $P-\theta$  迭代没有影响, 即矩阵  $\mathbf{B}'$  不变。下面重点考察直流注入功率对矩阵  $\mathbf{B}''$  的影响, 仍以两端直流系统为例。

此时与 6.3 节类似有

$$\Delta B'_{rr} = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_t} / U_t = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{d0r}} \times \frac{C_t}{U_t} \quad (6-80)$$

$$\Delta B'_{ri} = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_t} / U_t = -\frac{\partial Q_{dr}}{\partial U_{d0i}} \times \frac{C_i}{U_t} \quad (6-81)$$

$$\Delta B'_{ir} = -\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_t} / U_t = -\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{d0r}} \times \frac{C_t}{U_i} \quad (6-82)$$

$$\Delta B'_{ii} = -\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_t} / U_t = -\frac{\partial Q_{di}}{\partial U_{d0i}} \times \frac{C_i}{U_i} \quad (6-83)$$

由于快速解耦算法中要求  $\mathbf{B}'$  和  $\mathbf{B}''$  皆为定常对称矩阵, 因此直流注入功率引起的  $\mathbf{B}''$  的增量  $\Delta \mathbf{B}''$  也应是定常对称的。为此必须保证  $\Delta B'_{rr}$ ,  $\Delta B'_{ri}$ ,

$\Delta B'_{ir}$  和  $\Delta B'_{ii}$  为常数, 并且  $\Delta B'_{ri} = \Delta B'_{ir}$ 。因此做如下近似假定: 换流站交流母线电压  $U_i = 1$  和  $U_r = 1$ 。由此推导不同控制方式下  $\Delta \mathbf{B}''$  的计算公式。

#### 6.4.1 整流侧定电流控制和逆变侧定电压控制

根据式 (6-83) 有

$$\Delta B'_{rr} = -\frac{K_p I_{ds} C_t^2}{\sqrt{C_t^2 - U_{ds}^2}} \quad (6-84)$$

根据式 (6-84) 有

$$\Delta B'_{ii} = -\frac{K_p I_{ds} C_i^2}{\sqrt{C_i^2 - U_{di}^2}} \quad (6-85)$$

根据式 (6-83) 和式 (6-84) 有

$$\Delta B'_{ri} = \Delta B'_{ir} = 0 \quad (6-86)$$

可见, 当整流侧采用定电流控制和逆变侧采用定电压控制时, 由直流注入功率引起的  $\mathbf{B}''$  的增量完全满足快速解耦算法的要求。

#### 6.4.2 整流侧定电流控制和逆变侧定关断角控制

$$\Delta B'_{rr} = -\frac{K_p I_{ds} C_t^2}{\sqrt{C_t^2 - U_{dr}^2}} \quad (6-87)$$

$$\Delta B'_{ii} = -\frac{K_p I_{ds} (C_i - U_{di} \cos \gamma_s) C_i}{\sqrt{C_i^2 - U_{di}^2}} \quad (6-88)$$

这种情况下  $\Delta B'_{ri} \neq \Delta B'_{ir}$ ，不满足快速解耦算法的要求。为此做近似处理，令

$$\Delta B'_{ri} = \Delta B'_{ir} = 0 \quad (6-89)$$

实践证明，上述做法是可行的。

从以上公式可以看出，引入直流系统后，用快速解耦算法计算潮流时，只要对原  $\mathbf{B}''$  矩阵中对应换流站交流母线的主对角线元素加以一定的修正即可。



## 6.5 交直流混联系统潮流计算示例

潮流计算的示例系统取自参考文献，如图 6-2 所示。系统参数和潮流计算的边界条件如下。

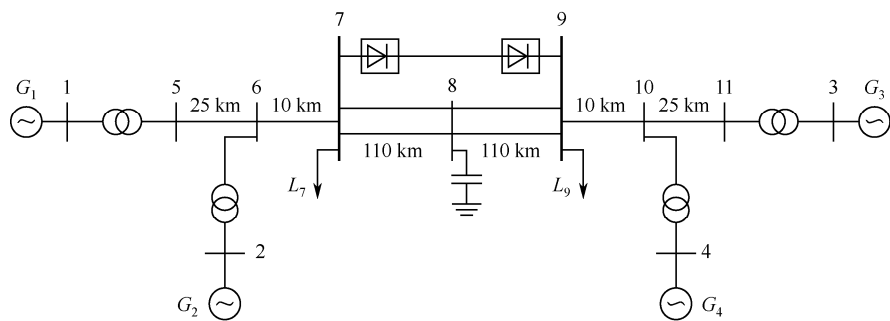


图 6-2 四机两区域直流系统

(1) 发电机额定容量为 900MVA，额定电压 20kV。

$G_1$ :  $P_1=700\text{MW}$ ,  $U_1=1.03\text{V}$ 。

$G_2$ :  $P_2=700\text{MW}$ ,  $U_2=1.01\text{V}$ 。

$G_3$ :  $\dot{U}_3=1.03\text{V} < -6.80\text{V}$ 。

$G_4$ :  $P_4=700\text{MW}$ ,  $U_4=1.01\text{V}$ 。

## ■ 高压交直流混联输电系统 ▶▶▶

(2) 升压变压器: 900MVA, 20kV/230kV 基准下阻抗为  $0+j0.15\Omega$ , 电压比为 1.0。

(3) 输电系统: 额定电压 230kV, 线路参数在 100MVA, 230kV 基准下的标么值为  $r=0.0001\text{pu/km}$ ,  $x=0.0011\text{pu/km}$ ,  $b=0.00175\text{pu/km}$ 。

(4) 负荷:

节点 7:  $P_7=967\text{MW}$ ,  $Q_7=100\text{Mvar}$ 。

节点 9:  $P_9=1767\text{MW}$ ,  $Q_9=100\text{Mvar}$ 。

(5) 电容补偿:

节点 7: 325 Mvar。

节点 8: 109Mvar。

节点 9: 395 Mvar。

(6) 直流线路:

单极直流线路额定功率: 200MW。

直流额定电压: 56kV。

额定电流: 3600A。

直流线路电阻:  $1.5\Omega$ 。

换流变压器额定电压比: 230kV/45.3kV。

换相电抗:  $0.57\Omega$ 。

运行方式：定功率运行，整流侧定电流控制，逆变侧定关断角控制， $\gamma=22^\circ$ 。

潮流计算结果见表 6-1～表 6-3。

表 6-1 潮流计算结果——节点数据

| 节点名 | 电压模值   | 电压相角   | $P_G/\text{MW}$ | $Q_G/\text{Mvar}$ | $P_I/\text{MW}$ | $Q_I/\text{Mvar}$ |
|-----|--------|--------|-----------------|-------------------|-----------------|-------------------|
| 1   | 1.03   | 4.85   | 700             | 130.1             | 0               | 0                 |
| 2   | 1.01   | -4.77  | 700             | 102.4             | 0               | 0                 |
| 3   | 1.03   | -6.80  | 721.6           | 131.5             | 0               | 0                 |
| 4   | 1.01   | -16.93 | 700             | 93.6              | 0               | 0                 |
| 5   | 1.0153 | -1.55  | 0               | 0                 | 0               | 0                 |
| 6   | 0.9998 | -11.4  | 0               | 0                 | 0               | 0                 |
| 7   | 1.00   | -19.41 | 0               | 325               | 967             | 100               |
| 8   | 1.0381 | -25.78 | 0               | 117.5             | 0               | 0                 |
| 9   | 1.0034 | -31.65 | 0               | 397.7             | 1767            | 100               |
| 10  | 1.0012 | -23.55 | 0               | 0                 | 0               | 0                 |
| 11  | 1.0155 | -13.40 | 0               | 0                 | 0               | 0                 |

表 6-2 潮流计算结果——潮流分布

| 节点名 | 节点名 | $P/\text{MW}$   | $Q/\text{MW}$     | $P/\text{Mvar}$   | $Q/\text{Mvar}$ |
|-----|-----|-----------------|-------------------|-------------------|-----------------|
| 1   | 5   | 700             | 130.1             | -700              | -50.5           |
| 2   | 6   | 700             | 102.4             | -700              | -20.6           |
| 3   | 11  | 721.6           | 131.5             | -721.6            | -47.0           |
| 4   | 10  | 700             | 93.6              | -700              | -12.1           |
| 5   | 6   | 700             | 50.5              | -688              | 64.6            |
| 6   | 7   | 1388.0          | -44.0             | -1368.8           | 235.1           |
| 7   | 9   | 200             | 86.9              | -180.9            | 90.7            |
| 7   | 8   | $2\times 100.9$ | $2\times (-48.5)$ | $2\times (-99.6)$ | $2\times 41.4$  |

(续表)

| 节点名 | 节点名 | $P/\text{MW}$  | $Q/\text{MW}$  | $P/\text{Mvar}$   | $Q/\text{Mvar}$   |
|-----|-----|----------------|----------------|-------------------|-------------------|
| 8   | 9   | $2\times 99.6$ | $2\times 17.3$ | $2\times (-98.5)$ | $2\times (-26.5)$ |
| 9   | 10  | -1389.1        | 260.0          | 1408.9            | -63.3             |
| 10  | 11  | -708.9         | 75.4           | 721.6             | 47.0              |

表 6-3 直流线路数据

| 换流器 | 电压比     | 控制角/ $^{\circ}$ | 直流电压/kV | 有功功率/MW | 无功功率/Mvar |
|-----|---------|-----------------|---------|---------|-----------|
| 整流侧 | 1.00    | $\alpha =18.56$ | 56.0    | 200.0   | 86.9      |
| 逆流侧 | 1.08125 | $\gamma =22.00$ | 50.7    | -180.9  | 90.7      |

# 第 7 章

## 高压交直流混联电网 系统仿真

- 7.1 电磁暂态与机电暂态数字仿真初始化
- 7.2 交直流混联电网电磁暂态数字仿真
- 7.3 交直流混联电网机电暂态数字仿真



## 7.1 电磁暂态与机电暂态数字仿真初始化

### 7.1.1 发电机及其控制器的初始化问题

发电机本身的初始化主要是求发电机内部状态量的初始值，当采用 Park 方程模型时，发电机的内部状态量包括功率角和各绕组的磁链。发电机的控制器包括励磁调节器及相应的 PSS 和原动机及其调速器。励磁调节器初始值中最重要的是电压整定值  $U_{\text{ref}}$ ，原动机及其调速器中最重要的是功率整定值  $P_{\text{ref}}$ 。潮流计算已确定了发电机机端电压的模值和相位以及发电机的有功功率和无功功率。根据这 4 个量容易确定发电机的功率角及各绕组的磁链，显然，计算磁链时所有阻尼绕组的电流为零。同时，由这 4 个量也能确定发电机的励磁电压  $E_{fd}$ ，而根据  $E_{fd}$  就能实现励磁调节器的初始化。由于同步发电机转子侧通常采用两种不同的标幺制，在计算励磁电压  $E_{fd}$  及确定励磁调节器初始值时需特别注意。

在电力系统计算及相关的商业化软件中，同步发电机转子侧实际上存在两种标幺制。一种标幺制就是 1945 年由 Rankin 提出的所谓“ $X_{ad}$ ”标幺制，这种标幺制已在电力系统计算中被广泛接受，对于计算定子侧

的量来说它是十分方便的,但对于计算转子侧的量,这种标幺制并不十分方便。在“ $X_{ad}$ ”标幺制下,转子侧励磁电流的基准值是这样确定的,在发电机空载特性曲线的气隙线上,求出对应发电机额定电压下的励磁电流值,记这个励磁电流值为  $I_{fg}$ ,则转子侧励磁电流的基准值  $i_{fdbase} = X_{adu}^* I_{fd}$ ,这里  $X_{adu}^*$  为不饱和值,\*表示标幺值,由于转子侧和定子侧的功率基准值是相同的,因此根据励磁电流的基准值就能求出转子侧励磁电压的基准值,也容易求出转子侧的阻抗基准值。采用这种标幺制,正常运行时励磁电压的标幺值很小,在千分之几数量级,当涉及转子侧的量时,使用起来不大方便。这种标幺制也被称作“可逆”的标幺制。

另一种标幺制被称为“不可逆”的标幺制。在“不可逆”的标幺制下,转子侧励磁电流的基准值就取  $I_{fg}$ ,转子侧励磁电压的标幺值就取与  $I_{fg}$  相对应的励磁电压,因此转子侧的阻抗标幺值实际上就是励磁绕组的电阻  $R_{fd}$ 。因为  $R_{fd}$  随温度而变,因此取规定温度下的  $R_{fd}$  为转子侧阻抗基准值。规定的温度随发电机允许温升的不同而不同,通常有 2 种,一种规定温度是  $75^{\circ}\text{C}$ ,另一种规定温度是  $100^{\circ}\text{C}$ 。当使用“不可逆”的标幺制时,额定工况下发电机励磁电压  $E_{fd}$  的值在 2 左右。

根据上述两种标幺制的定义,在一种标幺制下已知的量可以转换到另一种标幺制下。当已知发电机机端电压  $U_i$  和励磁电压  $E_{fd}$  以后,励磁调节器的初始化过程如图 7-1 所示。所谓初始化是一种稳态量的计算,因此对应传递函数中的微分环节皆为零,即令  $AVR(S)$  中的  $S$  为零,从而可以由  $E_{fd}$  倒推,求出  $AVR(S)$  中状态量的初值,并最后求出  $U_{\text{ref}}$ 。显然,在稳态下,PSS 的输入和输出皆为零,因此 PSS 控制器中的状态量的初始值都为零。



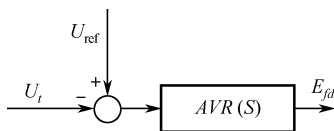


图 7-1 励磁调节器简化框图

由潮流计算已知的发电机有功功率  $P$  可以得到发电机输入机械功率  $P_m$ 。由  $P_m$  容易实现原动机及调速器的初始化，如图 7-1 所示。在图 7-2 中， $T(S)$  和  $G_{ov}(S)$  分别为原动机和调速器的传递函数。由于稳态时  $\Delta\omega$  为零，因此  $G_1(S)$  中的状态量初始值都为零；令  $T(S)$  和  $G_{ov}(S)$  中的  $S$  为零，从而可以由  $P_m$  倒推，求出  $T(S)$  和  $G_{ov}(S)$  中状态量的初值，并最后求出  $P_{ref}$ 。

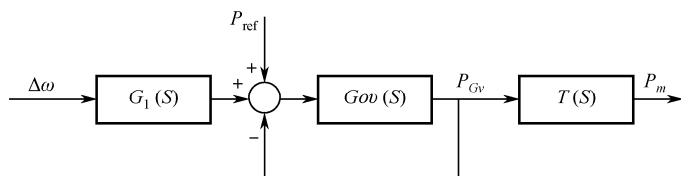


图 7-2 励磁调节器简化框图

### 7.1.2 直流输电系统的初始化问题

对于机电暂态仿真，潮流计算结果已确定了换流器交流侧的有功功率和无功功率、直流侧的直流电压和直流电流以及换流器内部的触发控制角和换相角。因此直流输电系统的初始化主要是对直流系统控制器的初始化。由于直流输电控制器有多个控制回路，但潮流计算时已确定了整流侧和逆变侧分别只有一个控制回路在起作用，比如整流侧定电流控制和逆变侧定  $\gamma$  角控制，因此对于已确定的控制回路，其初始化过程可以仿照发电机控制器的初始化过程来进行。对于潮流计算时未投入的控

制回路，比如逆变侧的定电压控制，可以令该控制器的输出触发角与已投入的控制回路输出触发角相等来实现该控制回路的初始化，这样，一旦开始时域仿真，如果发生控制模式的切换，直流电压和直流电流仍然保持初始值不变。

对于电磁暂态仿真，基波潮流计算结果已不能使直流输电系统初始化。因此交直流电力系统电磁暂态仿真通常不是从一个稳态运行点开始的，而是在仿真过程中达到这个稳态运行点，在达到这个稳态运行点之后再继续仿真需要研究的动态行为。

### 7.1.3 输电线路的初始化问题

对于机电暂态仿真，输电线路模型为代数方程模型，并不需要初始化。当进行电磁暂态仿真时，视输电线路采用的模型不同而有不同的初始化方法。如采用分布参数模型，输电线路的初始化需要计算输电线路两端电流和电压在仿真开始前较长一段时间的历史量。

### 7.1.4 负荷的初始化问题

对于机电暂态仿真，一旦潮流计算确定了负荷母线的电压和负荷的值，负荷模型的初始化实际上已经完成。

但对于电磁暂态仿真，负荷的初始化就不仅仅是一个初始化的问题，本质上是一个负荷如何模拟的问题。由于在电磁暂态仿真中，负荷需要用 R、L 元件来模拟，因此对负荷模型有 2 个基本要求：

- (1) 基波频率下负荷所消耗的功率必须与初始条件一致。
- (2) 负荷的高频特性应该尽量与物理负荷的真实特性相一致。

串联的 RL 和并联的 RL 电路可以满足准确的初始条件，但是它们在高频下是非常不准确的。EMTP 推荐将负荷模拟成并联 RL 电路和串联 RL 电路的组合，如图 7-3 所示。其中 10% 的基波功率消耗在并联的 RL 电路中，90% 的基波功率消耗在串联的 RL 电路中。对用户侧的补偿电容器消耗的无功功率仍然应按电容器来模拟，可以并联在并联 RL 电路的两端。

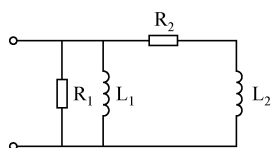


图 7-3 负荷等效电路

## 7.2 交直流混联电网电磁暂态数字仿真

### 7.2.1 交直流电力系统电磁暂态数字仿真的实现途径

电力系统的电磁暂态过程，涉及的频率范围非常宽广，跨度可以达到 6~8 个数量级，针对不同的电磁暂态过程，系统元件的数学模型可以完全不同。国际大电网会议内部过电压工作组将电磁暂态过程按照其频率范围分为 4 种类型，如表 7-1 所示。

表 7-1 电磁暂态过程的起源及其频率范围分类（频率范围有重叠）

| 类型  | 模型应表达的频率范围    | 波形特征 | 模型应用实例                                  |
|-----|---------------|------|---|
| I   | 0.1Hz~3kHz    | 低频振荡 | 控制系统动态、变压器合闸通电、甩负荷等动态过电压现象              |
| II  | 50/60Hz~20kHz | 慢波头  | 线合闸通电、线路重合闸、故障起始、断路器电弧重燃、暂态恢复电压等操作过电压现象 |
| III | 10Hz~3MHz     | 快波头  | 雷电波冲击、断路器多次重燃等陡波冲击现象                    |
| IV  | 100Hz~50MHz   | 特快波头 | CIS 中的故障、隔离刀闸操作引起的重燃等特快波头冲击现象           |

通常,针对特定的电磁暂态过程,可以将系统元件分为两类:一类为集中参数元件,另一类为分布参数元件。集中参数元件的数学模型为常微分方程或代数方程,其仿真过程本质上是求常微分方程初值解的问题;分布参数元件的数学模型为偏微分方程,其解可以理解为波的传播过程,即电流或电压从元件的一端传播到另一端需要一定的时间延迟,因此其电磁暂态仿真模型具有天然的时间上的离散性。

换流器的晶闸管是一种电力电子开关器件,它的伏安特性是非线性的。为了避免直接求解非线性网络所遇到的困难,在交直流电力系统的电磁暂态仿真中,对晶闸管的伏安特性都做了一定的简化。最常用的简化方法是把晶闸管在断态和通态下的伏安特性曲线分别用一条直线来等效。通常的做法是用适当的高电阻等效晶闸管的断态,适当的低电阻等效晶闸管的通态。这样晶闸管在某个确定的状态下就具有线性元件的特性。对于电力系统中的其他非线性元件,通常也用分段线性化的方法将其线性化。

目前,用于电力系统电磁暂态仿真的程序几乎无一例外地都采用离散化模型法进行求解,离散化模型法的求解过程如下:

(1) 先挑选适当的数值积分公式,把描述单个元件特性的微分方程做离散化处理,形成单个元件的离散化伴随模型。

(2) 根据单个元件的离散化伴随模型建立整个系统的离散化伴随网络。

(3) 通过对整个系统的离散化伴随网络的求解,得到某个时间离散点上的解。

(4) 利用当前时刻已求得的解, 递推下一个离散时刻的离散化伴随模型, 重复第 (2)、第 (3) 步。

步骤 (4) 即可得到系统在一系列时间离散点上的解。

离散化模型法的特点是将网络中的所有分布参数元件和集中参数储能元件等效为一个电导和一个与之并联的电流源的组合, 从而把用微分方程描述的网络方程转化为用代数方程描述的网络方程, 将复杂的电力网络的暂态分析问题转化为相对简单的离散化伴随网络的直流分析问题。而对离散化伴随网络的直流分析通常采用节点电压分析法, 可以充分利用节点导纳矩阵的稀疏性, 从而大大提高网络的求解效率。

## 7.2.2 用于模型离散化的常用数值积分公式及其特点

选择合适的数值积分公式对保证电磁暂态仿真的精度具有十分重要的意义。对数值积分公式的选择, 一般从如下 3 个方面加以考虑:

- (1) 选择的数值积分公式必须具有良好的数值稳定性。
- (2) 数值积分公式的局部截断误差必须比较小。
- (3) 数值积分公式必须具有较好的自启动特性。

根据上述 3 点, 目前电磁暂态仿真常用的数值积分公式有 2 种: 一种是梯形公式, 另一种是 Gear 公式 (变步长下为后退差分公式)。表 7-2 列出了梯形公式和 Gear 公式的形式及其相应的局部截断误差, 图 7-4 给出了这几种公式的数值稳定特性, 其中阴影部分为稳定域。这里考虑的微分方程形式为  $x'(t) = f(x, t)$ ,  $h$  为积分步长。

表 7-2 梯形公式和 Gear 公式的形式和其局部截断误差

| 数值积分公式     | 形 式  | 局部截断误差   |
|------------|--|----------|
| 梯形公式       | $X_{n+1} = X_n + \frac{h}{2}(X'_{n+1} + X'_n)$                         | $O(h^3)$ |
| 一阶 Gear 公式 | $X_{n+1} = X_n + hX'_{n+1}$  | $O(h^2)$ |
| 二阶 Gear 公式 | $X_{n+1} = \frac{4}{3}X_n - \frac{1}{3}X_{n-1} + \frac{2}{3}hX'_{n+1}$ | $O(h^3)$ |

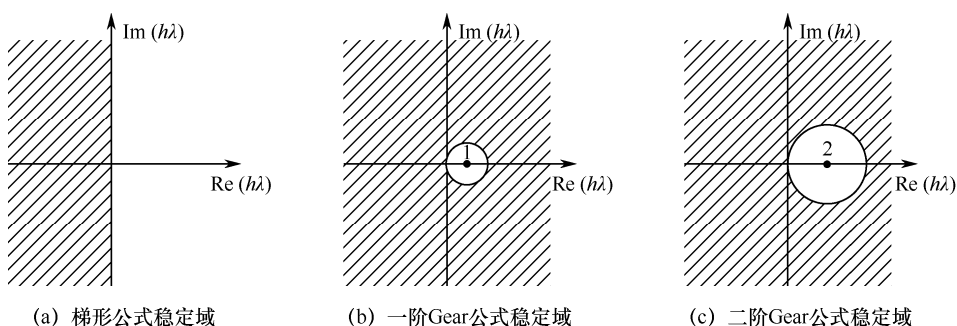


图 7-4 梯形公式和 Gear 公式的稳定域

由表 7-2 和图 7-4 可以看出, 梯形公式是一种绝对稳定的数值积分公式, 局部截断误差是 3 阶的; 一阶和二阶 Gear 公式也是绝对稳定的, 其局部截断误差分别为 2 阶和 3 阶。实际上, 一阶 Gear 公式就是后退 Euler 公式。二阶 Gear 公式是一种多步的数值积分公式, 它需要知道当前步和前一步的值才能递推计算下一步的值, 因此其启动过程不如梯形公式和后退 Euler 公式方便。如果把电力系统中所有非线性元件都用分段线性化的方法化为分段线性元件, 则交直流电力系统的电磁暂态仿真是通过求解各时间分段上的线性网络来实现的。因此如何精确确定各时间分段的边界点(断点)以及断点上的初始值就成为交直流电力系统电磁暂态仿真的一个重要问题。根据常微分方程初值问题的 Cauchy (柯西) 定理, 要使常微分方程  $x'(t)=f(x, t)$  在求解的时间段内有解且唯一, 一个必不

可少的条件是  $f(x, t)$  在该时间段内连续。但当计算时步内有断点时, 上述条件通常不能满足。例如对于电感元件, 描述其特性的微分方程为  $i'(t)=u(t)/L$ , 在断点上, 只有状态量  $i(t)$  是连续的, 而  $u(t)$  可能会发生突变。因此当计算时步内出现断点时, 从微分方程解的存在性和唯一性考虑, 必须将求解过程以断点时刻作为边界。因此, 如果按照严格的数学理论, 在交直流电力系统电磁暂态仿真中, 必须以断点时刻作为边界一个时间段接着一个时间段地进行网络求解。但这种做法在工程实践上相当不方便, 特别是当一个时步内出现多个断点时, 处理起来效率极低。因此, 目前商业化的电力系统电磁暂态仿真程序在断点的处理上都有自己一些独到的做法。

基于梯形公式所得出的储能元件的离散化模型中, 等效电流源取决于当前步的电流和电压两个量的大小。例如, 对于电感元件, 用梯形公式可导出其离散化伴随模型为

$$i_{n+1} = i_n + \frac{1}{2}[i'_n + i'_{n+1}]h = \frac{h}{2L}u_{n+1} + \left(i_n + \frac{h}{2L}u_n\right) = Gu_{n+1} + J_{n+1} \quad (7-1)$$

式中,  $h$  为步长。显然, 等效电流源  $J_{n+1}$  取决于当前步的电流  $i_n$  和电压  $u_{n+1}$ 。

现假定  $t_n$  时刻为网络断点, 则  $t_{n+1} = t_n + h$  点网络的解与  $t_{n+}$  (断点后瞬间) 时刻网络中储能元件的电流  $i_{n+}$  和电压  $u_{n+}$  有关。但对于任何一种储能元件, 在断点时刻, 电流和电压两个量中只能保证一个是连续的, 即其中只有一个量 (该元件的状态量可以直接取自断点前一瞬间 ( $t_{n-}$ ) 的值, 而另一个量 (状态量的导数) 必须采用其他方法来求出, 否则梯形离散化模型无法启动。如果仍然使用断点前一瞬间 ( $t_{n-}$ ) 状态量的导数值



来计算断点后的网络状态，极有可能引起数值振荡。

在基于后退 Euler 公式所得出的储能元件的离散化模型中，等效电流源只取决于储能元件当前步状态量的大小。例如对于电感元件，用后退 Euler 公式可导出其离散化伴随模型为

$$i_{n+1} = i_n + h i'_{n+1} = \frac{h}{L} u_{n+1} + i_n = G u_{n+1} + J_{n+1} \quad (7-2)$$

可见，其等效电流源只取决于当前步的电流，并且其等效电导  $G$  是梯形离散化模型的 2 倍，或者说当步长减半时，后退 Euler 离散化模型的等效电导与梯形离散化模型的等效电导相等。由于基于后退 Euler 公式所导出的储能元件的离散化伴随模型的等效电流源只与当前步储能元件状态量的大小有关，而断点时刻储能元件的状态量是连续的，因此后退 Euler 离散化模型能够直接在断点处启动。

目前，电力系统电磁暂态仿真的一种成功做法是采用后退 Euler 公式来进行断点后第一步的计算，并且步长减半，从断点后第二步开始再使用梯形公式，这样就避免了梯形公式在断点处理上的困难。

### 7.2.3 集中参数元件的离散化伴随模型

首先推导电阻-电感串联支路的梯形离散化伴随模型。电阻-电感串联支路如图 7-5 (a) 所示。

描述 R-L 串联支路的微分方程为

$$u = Ri + L \frac{di}{dt}$$

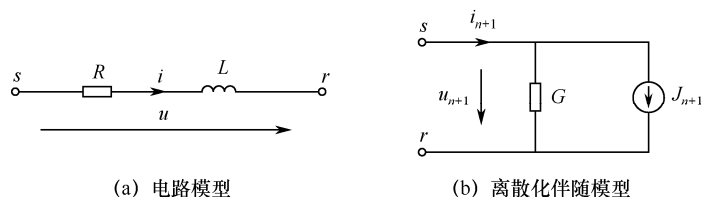


图 7-5 电阻-电感串联支路

因此，应用梯形数值积分公式，设步长为  $h$ ，则

$$i_{n+1} = i_n + \frac{h}{2}(i'_n + i'_{n+1}) = i_n + \frac{h}{2L}(u_n - Ri + u_{n+1} - Ri_{n+1}) \quad (7-3)$$

因此

$$i_{n+1} = \frac{h}{2L + hR}u_{n+1} + \left( \frac{h}{2L + hR}u_n + \frac{2L - hR}{2L + hR}i_n \right) = Gu_{n+1} + J_{n+1} \quad (7-4)$$

其离散化伴随模型如图 7-5 (b) 所示。

如采用后退 Euler 公式进行离散化，则离散化方程为

$$i_{n+1} = \frac{h}{L + hR}u_{n+1} + \frac{L}{L + hR}i_n = Gu_{n+1} + J_{n+1} \quad (7-5)$$

其离散化伴随模型仍然如图 7-5 所示，只是  $G$  和  $J_{n+1}$  的表达式不同。

设电容支路如图 7-6 (a) 所示，其微分方程为

$$i = C \frac{du}{dt}$$

应用梯形数值积分公式，设步长为  $h$ ，则

$$u_{n+1} = u_n + \frac{h}{2}(u'_n + u'_{n+1}) = u_n + \frac{h}{2C}(i_n + i_{n+1}) \quad (7-6)$$

因此

$$i_{n+1} = \frac{2C}{h} u_{n+1} - \left( i_n + \frac{2C}{h} u_n \right) = G u_{n+1} - J_{n+1} \quad (7-7)$$

其离散化伴随模型如图 7-6 (b) 所示。

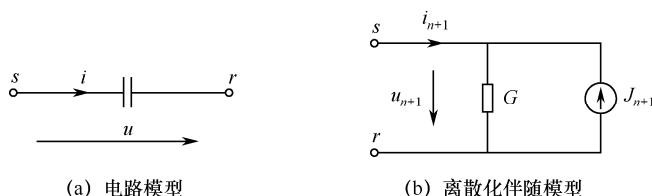


图 7-6 电容支路

如采用后退 Euler 公式进行离散化, 则离散化方程为

$$i_{n+1} = \frac{C}{h} u_{n+1} - \frac{C}{h} u_n = G_{n+1} - J_{n+1} \quad (7-8)$$

其离散化伴随模型仍然如图 7-6 (b) 所示, 只是  $G$  和  $J_{n+1}$  的表达式不同。

## 7.2.4 集中参数多相输电线路的离散化伴随模型

当采用物理模拟时, 输电线路的分布参数效应往往用多级集中参数的  $\pi$  型等效电路级联来模拟。当采用数字仿真时, 有时也采用这种方法来模拟输电线路。

其优点:

- (1) 它不受线路参数矩阵是否平衡的限制。
- (2) 对感兴趣的任何一根单导 (包括地线) 都可作为多相输电线路中的一相来处理。

缺点:

- (1) 计算效率很低, 模拟一条输电线路就要耗费很多节点。
- (2) 容易产生虚假振荡 (Spurious Oscillation)。

多相输电线路的  $\pi$  型等效电路如图 7-7 所示, 其中  $\mathbf{R}$ 、 $\mathbf{L}$  和  $\mathbf{C}$  分别为电阻、电感和电容的参数矩阵,  $\mathbf{I}$  和  $\mathbf{U}$  为电流和电压矢量。在实际形成网络方程时, 我们通常将图 7-7 的等效电路分成两部分, 分别计算各部分对网络方程的贡献。其中一部分是串联的耦合电感-电阻支路, 另一部分是耦合的并联电容支路。下面分别列出这两类耦合支路的离散化伴随模型。

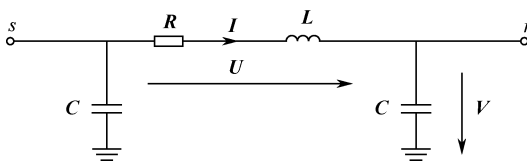


图 7-7 多相输电线路的  $\pi$  型等效电路

耦合电感-电阻支路的梯形离散化模型为

$$\mathbf{I}_{n+1} = \left( \frac{2}{h} \mathbf{L} + \mathbf{R} \right)^{-1} \mathbf{U}_{n+1} + \left[ \left( \frac{2}{h} \mathbf{L} + \mathbf{R} \right)^{-1} \mathbf{U}_n + \left( \frac{2}{h} \mathbf{L} + \mathbf{R} \right)^{-1} \mathbf{U}_n + \left( \frac{2}{h} \mathbf{L} + \mathbf{R} \right)^{-1} \left( \frac{2}{h} \mathbf{L} - \mathbf{R} \right) \mathbf{I}_n \right] \quad (7-9)$$

其后退 Euler 离散化模型为

$$\mathbf{I}_{n+1} = \left( \frac{1}{h} \mathbf{L} + \mathbf{R} \right)^{-1} \mathbf{U}_{n+1} + \left( \frac{1}{h} \mathbf{L} + \mathbf{R} \right)^{-1} \frac{1}{h} \mathbf{L} \mathbf{I}_n \quad (7-10)$$

耦合电容支路的梯形离散化模型为

$$\mathbf{I}_{n+1} = \frac{2}{h} \mathbf{C} \mathbf{V}_{n+1} - \left( \mathbf{I}_n + \frac{2}{h} \mathbf{C} \mathbf{V}_n \right) \quad (7-11)$$

其后退 Euler 离散化模型为

$$I_{n+1} = \frac{1}{h} CV_{n+1} - \frac{1}{h} CV_n \quad (7-12)$$

## 7.2.5 分布参数单根无损线的 Bergeron 模型

对图 7-8 所示的单根无损线，其波动方程为：

$$\begin{cases} -\frac{\partial u}{\partial x} = L' \frac{\partial i}{\partial t} \\ -\frac{\partial i}{\partial x} = C' \frac{\partial u}{\partial t} \end{cases} \quad (7-13)$$

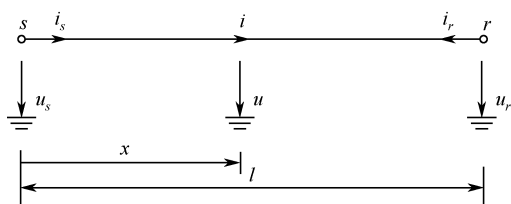


图 7-8 单根无损线示意图

这里， $L'$ 和  $C'$ 为单位长度的分布电感和分布电容。上述波动方程的解为

$$i = F(x - vt) + f(x + vt) \quad (7-14)$$

$$u = Z_c F(x - vt) - Z_c f(x + vt) \quad (7-15)$$

这里  $F$  和  $f$  是任意函数，由问题的边界和初始条件决定，新引入的变量  $Z_c$  和  $v$  的意义为

$$\begin{cases} Z_c = \sqrt{L'/C'} \\ v = 1/\sqrt{L'C'} \end{cases} \quad (7-16)$$

$Z_c$ 、 $v$  分别是特征阻抗（波阻抗）和波速。

上述方程中  $F(x-vt)$  这项可以理解为以速度  $v$  向前行进的波，而  $f(x+vt)$  这项则可理解为以速度  $v$  向后行进的波。在式 (7-14) 和式 (7-15) 中消去  $f$  可得

$$u + Z_c i = 2Z_c F(x - vt) \quad (7-17)$$

注意到式 (7-17) 中， $u + Z_c i$  在  $x-vt$  不变时保持不变。因此可以这样理解：假想一个观察者坐在导线上并以速度  $v$  沿  $x$  方向行进，则对观察者来说， $x-vt$  及  $u + Z_c i$  沿整条线路将保持不变。

因为由  $s$  行进到  $r$  所历时间为  $\tau = l/v$ ，设抵达  $r$  的时刻为  $t$ ，在时刻  $(t-\tau)$  观察者离开  $s$  时，他看到  $u_s(t-\tau) + Z_c i_s(t-\tau)$ ，在时刻  $t$  观察者到达  $r$  时，他看到  $u(t) + Z_c [-i_r(t)]$ ，两者必须相等，故

$$u_r(t) + Z_c [-i_r(t)] = u_s(t-\tau) + Z_c i_s(t-\tau) \quad (7-18)$$

$i_r(t)$  前面的负号是由于其与观察者行进方向相反所致。

改写式 (7-18) 可得

$$i(t) = \frac{1}{Z_c} u_r(t) - \left[ \frac{1}{Z_c} u_s(t-\tau) + i_s(t-\tau) \right] \quad (7-19)$$

设  $t$  为当前时刻，那么  $t-\tau$  可称为历史时刻，并将有关  $t-\tau$  的量称为历史量表示成：

$$hist_s(t-\tau) = \frac{1}{Z_c} u_s(t-\tau) + i_s(t-\tau) \quad (7-20)$$

则式 (7-19) 变为

$$i_r(t) = \frac{1}{Z_c} u_r(t) - hist_s(t - \tau) \quad (7-21)$$

同理可以推得

$$i_r(t) = \frac{1}{Z_c} u_s(t) - hist_r(t - \tau) \quad (7-22)$$

这里

$$hist_r(t - \tau) = \frac{1}{Z_c} u_r(t - \tau) + i_r(t - \tau) \quad (7-23)$$

由式 (7-22) 和式 (7-23) 可得单根无损线的 Bergeron 等效电路如图 7-9 所示。

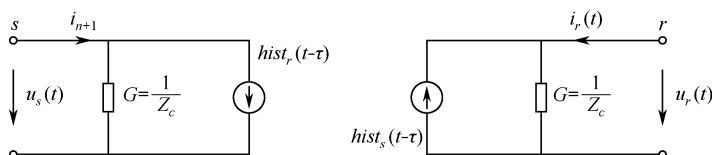


图 7-9 单根无损线的 Bergeron 等效电路

## 7.2.6 分布参数单根小损耗线路的 Dommel 模型

对于小损耗线路  $R \ll Z_c$ ，可假设线路仍为无损线，但两端各串入集中电阻  $R/4$ ，而中间串入  $R/2$ ，其中  $R$  为全部线路的电阻，如图 7-10 所示。

令  $\tau' = \tau/2$ ， $R' = R/4$ ，若观察者从  $s$  点向  $m$  点以波速行进，则观察者离开时看到：

$$[u_s(t - \tau) - R' i_s(t - \tau)] + Z_c i_s(t - \tau) \quad (7-24)$$

## 高压交直流混联输电系统 ►►►

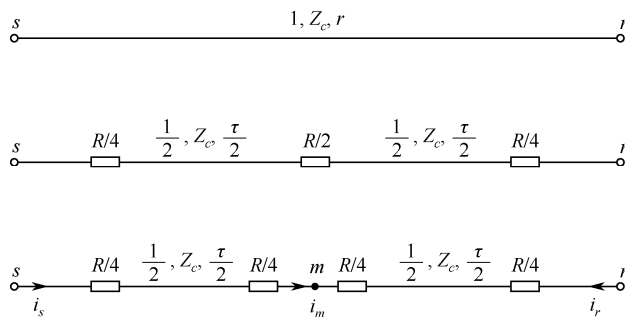


图 7-10 小损耗线路示意图

到达  $m$  点时看到:

$$[u_m(t-\tau) - R' i_m(t-\tau)] + Z_c i_m(t-\tau') \quad (7-25)$$

两者必然相等:

$$\begin{aligned} & [u_s(t-\tau) - R' i_s(t-\tau)] + Z_c i_s(t-\tau) \\ &= [u_m(t-\tau') - R' i_m(t-\tau')] + Z_c i_m(t-\tau') \end{aligned} \quad (7-26)$$

若观察者从  $r$  点向  $m$  点以波速行进, 则可得方程:

$$\begin{aligned} & [u_r(t-\tau) - R' i_r(t-\tau)] + Z_c i_r(t-\tau) \\ &= [u_m(t-\tau') - R' i_m(t-\tau')] + Z_c i_m(t-\tau') \end{aligned} \quad (7-27)$$

若观察者从  $m$  点向  $s$  点以波速行进, 则可得方程

$$\begin{aligned} & [u_m(t-\tau') - R' i_m(t-\tau')] + Z_c [-i_m(t-\tau')] \\ &= [u_s(t) - R' i_s(t)] + Z_c [-i_s(t)] \end{aligned} \quad (7-28)$$

由式 (7-27) 和式 (7-28) 可得



$$u_m(t-\tau') = \frac{1}{2}[u_s(t-\tau) + u_r(t-\tau)] + \frac{Z_c - R'}{2}[i_s(t-\tau) + i_r(t-\tau)] \quad (7-29)$$

$$i_m(t-\tau') = \frac{1}{2(Z_c + R')}[u_s(t-\tau) + u_r(t-\tau)] + \frac{Z_c - R'}{2(Z_c + R')}[i_s(t-\tau) + i_r(t-\tau)] \quad (7-30)$$

把式 (7-29) 和式 (7-30) 代入式 (7-27) 和式 (7-28) 中, 并令

$$\begin{cases} h = (Z_c - R')/(Z_c + R') \\ Z = Z_c + R' = Z_c + R/4 \end{cases} \quad (7-31)$$

则有

$$\begin{aligned} i_s(t) = & \frac{1}{Z}u_s(t) - \frac{1}{2Z}[(1-h)u_s(t-\tau) + (1+h)u_r(t-\tau)] - \\ & \frac{h}{2}[(1-h)i_s(t-\tau) + (1+h)i_r(t-\tau)] \end{aligned} \quad (7-32)$$

若令

$$\begin{aligned} hist_r(t-\tau) = & \frac{1}{2Z}[(1-h)u_s(t-\tau) + (1+h)u_r(t-\tau)] + \\ & \frac{h}{2}[(1-h)i_s(t-\tau) + (1+h)i_r(t-\tau)] \end{aligned} \quad (7-33)$$

则

$$i_s(t) = \frac{1}{Z}u_s(t) - hist_r(t-\tau) \quad (7-34)$$

同理可推得

$$i_r(t) = \frac{1}{Z}u_r(t) - hist_s(t-\tau) \quad (7-35)$$

式中

$$\begin{aligned} hist(t-\tau) = & \frac{1}{2Z}[(1-h)u_r(t-\tau) + (1+h)u_s(t-\tau)] + \\ & \frac{h}{2}[(1-h)i_r(t-\tau) + (1+h)i_s(t-\tau)] \end{aligned} \quad (7-36)$$

由式(7-33)和式(7-36)可知,小损耗线路与无损耗线路的等效计算电路形式上完全相同,只是历史项和等效阻抗的内容不同。

## 7.2.7 分布参数多相耦合输电线路的 K. C. Lee 模型

对于多相耦合的分布参数输电线路,当参数取某一频率下的固定值时,其电磁暂态数学模型推导的总体思路是首先采用相模变换将相坐标下相互耦合的相量波动方程变换到模坐标下相互独立的模量波动方程,再对各模量波动方程分别进行求解,然后再反变换到相坐标下与其他网络元件一起求解,如图 7-11 所示。

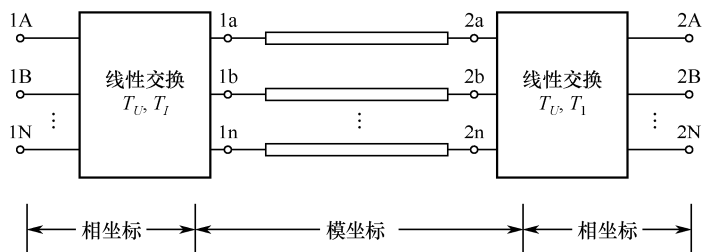


图 7-11 多相耦合输电线路在相坐标与模坐标中的转换

当不考虑线路损耗时,多相耦合输电线路的波动方程为

$$\begin{cases} -\frac{\partial U}{\partial x} = L' \frac{\partial I}{\partial t} \\ -\frac{\partial I}{\partial x} = C' \frac{\partial U}{\partial t} \end{cases} \quad (7-37)$$

这里  $\mathbf{U}$  和  $\mathbf{I}$  是多相耦合输电线路各相对地电压列矢量和相中电流列矢量,  $\mathbf{L}'$  和  $\mathbf{C}'$  为单位长度的分布电感矩阵和分布电容矩阵, 可以证明, 这两个参数矩阵都是对称正定矩阵,  $x$  的意义与图 7-11 相同。上述偏微分方程难以直接求解, 需要通过相模变换解耦以后才能求解。根据式 (7-37) 可以得到独立描述电压列矢量和电流列矢量的偏微分方程为

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 \mathbf{U}}{\partial x^2} = \mathbf{L}' \mathbf{C}' \frac{\partial^2 \mathbf{U}}{\partial t^2} \\ \frac{\partial^2 \mathbf{I}}{\partial x^2} = \mathbf{C}' \mathbf{L}' \frac{\partial^2 \mathbf{I}}{\partial t^2} \end{cases} \quad (7-38)$$

引入相模变换

$$\mathbf{U} = \mathbf{T}_U \mathbf{U}^{(m)} \quad (7-39)$$

$$\mathbf{I} = \mathbf{T}_I \mathbf{I}^{(m)} \quad (7-40)$$

这里  $\mathbf{T}_U$  和  $\mathbf{T}_I$  分别为电压列矢量和电流列矢量的相模变换矩阵, 对于  $n$  相耦合输电线路,  $\mathbf{T}_U$  和  $\mathbf{T}_I$  为  $n$  阶非奇异方阵。式 (7-45) 和式 (7-46) 可以化为

$$\frac{\partial \mathbf{U}^{(m)}}{\partial x^2} = \mathbf{T}_U^{-1} \mathbf{L}' \mathbf{C}' \mathbf{T}_U \frac{\partial^2 \mathbf{U}^{(m)}}{\partial t^2} \quad (7-41)$$

$$\frac{\partial^2 \mathbf{I}^{(m)}}{\partial x^2} = \mathbf{T}_I^{-1} \mathbf{C}' \mathbf{L}' \mathbf{T}_I \frac{\partial \mathbf{I}^{(m)}}{\partial t^2} \quad (6-42)$$

显然, 要求  $\mathbf{T}_U^{-1} \mathbf{L}' \mathbf{C}' \mathbf{T}_U$  和  $\mathbf{T}_I^{-1} \mathbf{C}' \mathbf{L}' \mathbf{T}_I$  成为对角阵, 式 (7-41) 和式 (7-42) 才能够解耦。设已经找到电流列矢量  $\mathbf{I}$  的相模变换矩阵  $\mathbf{T}_I$  能够使电流方程式解耦, 即

$$\mathbf{T}_I^{-1} \mathbf{C}' \mathbf{L}' \mathbf{T}_I = \mathbf{A} \quad (7-43)$$

式中,  $\Lambda$  为对角矩阵。因此寻找相模变换矩阵  $T_U$  和  $T_I$ , 以使式 (7-42) 和式 (7-43) 解耦的任务, 最终归结为寻找相模变换矩阵  $T_I$  使其满足方程式 (7-44)。下面说明  $T_I$  的计算方法。由于  $L'$  为对称正定矩阵, 因此可以进行 Cholesky 分解, 得

$$L' = H^T H \quad (7-44)$$

式中,  $H$  为非奇异上三角矩阵。构造对称矩阵  $HC'H^T$ , 则必存在正交矩阵  $Q$  使  $HC'H^T$  对角化, 即

$$HC'H^T Q = Q\Lambda \quad (7-45)$$

式中,  $\Lambda$  为对角矩阵, 令

$$T_I = H^{-1} Q \quad (7-46)$$

代入式 (7-46) 有

$$HC'H^T HT_I = HT_I \Lambda \quad (7-47)$$

上式左右两端各乘以  $H^{-1}$  得

$$C'H^T HT_I = T_I \Lambda \quad (7-48)$$

即

$$T_I^{-1} C' L' T_I = \Lambda \quad (7-49)$$

根据上述结果, 就能对多相耦合输电线路的波动方程式 (7-48) 和式 (7-49) 进行解耦。相模变换以后, 式 (7-49) 和式 (7-50) 变为

$$-\frac{\partial U^{(m)}}{\partial x} = T_U^{-1} L' T_I \frac{\partial I^{(m)}}{\partial t} \quad (7-50)$$

$$-\frac{\partial U^{(m)}}{\partial x} = T_I^{-1} C' L' T_U \frac{\partial I^{(m)}}{\partial t} \quad (7-51)$$

而

$$T_U^{-1} L' T_I = T_U^T L' T = (H^{-1} Q)^T H^T H H^{-1} Q = Q^T Q = L'^{(m)} \quad (7-52)$$

$$\begin{aligned} T_I^{-1} C' T_U &= T_I^{-1} C' T_I^{-T} = T_I^{-1} C' T_I^{-T} (T_I^T L' T_I L'^{-1(m)}) = T_I^{-1} C' L' T_I L'^{-1(m)} \\ &= A L'^{-1(m)} = C'^{(m)} \end{aligned} \quad (7-53)$$

因为  $Q$  为正交矩阵, 所以  $L'^{(m)}$  和  $C'^{(m)}$  都是对角矩阵, 从而实现了多相耦合输电线路的波动方程式 (7-54) 和式 (7-55) 的解耦。解耦以后线路的波动方程为

$$-\frac{\partial U^{(m)}}{\partial x} = L'^{(m)} \frac{\partial I^{(m)}}{\partial t} \quad (7-54)$$

$$-\frac{\partial U^{(m)}}{\partial x} = C'^{(m)} \frac{\partial U^{(m)}}{\partial t} \quad (7-55)$$

在模坐标下, 与单根无损线的波动方程式 (7-56) 和式 (7-57) 完全一致, 因而在模坐标下可以对各个不同的模量按照单根线路的方法进行处理。

当考虑线路的电阻损耗时, 多相耦合输电线路的波动方程式 (7-56) 变为

$$-\frac{\partial U}{\partial x} = L' \frac{\partial I}{\partial t} + R' I \quad (7-56)$$

式中,  $R'$  为多相耦合输电线路的分布电阻矩阵。引入相模变换, 上述方程变为

$$-\frac{\partial U^{(m)}}{\partial x} = \mathbf{L}'^{(m)} \frac{\partial \mathbf{I}^{(m)}}{\partial t} + \mathbf{R}'^{(m)} \mathbf{I}^{(m)} \quad (7-57)$$

式中,  $\mathbf{R}'^{(m)}$  为多相耦合输电线路在模坐标下的单位长度电阻矩阵, 可表示为

$$\mathbf{R}'^{(m)} = \mathbf{T}_U^{-1} \mathbf{R} \mathbf{T}_I = \mathbf{T}_I^T \mathbf{R} \mathbf{T}_I \quad (7-58)$$

由于  $\mathbf{T}_I$  的计算并不依赖于  $\mathbf{R}'$ , 因此从数学上来看, 一般情况下, 要使  $\mathbf{R}'^{(m)}$  变为对角矩阵是不可能的, 除非对输电线路结构加以某种限制, 例如假定输电线路均匀换位。因此对于不均匀换位的输电线路, 为了在模坐标下使其解耦, 只能近似认为  $\mathbf{R}'^{(m)}$  为对角矩阵, 即忽略  $\mathbf{R}'^{(m)}$  中的非对角元素。可见, K. C. Lee 模型的固有缺点是对线路电阻的考虑在数学上是不严格的, 但实际工程计算时, 一般情况下,  $\mathbf{R}'^{(m)}$  中的非对角线元素较小, 采用这种近似是可以接受的。因此当考虑线路电阻时, 在模坐标下, 可以直接应用 Dommel 小损耗线路模型。在得到模坐标下各模量的等效计算电路后, 再采用相模反变换的方法将模坐标下的等效计算电路变回到相坐标下, 从而参与整个系统的电磁暂态计算。

## 7.2.8 分布参数多相耦合输电线路的扩展 Bergeron 模型

设考虑的  $n$  相耦合输电线路如图 7-12 所示, 线路总长为  $l$ , 单位长度的电阻矩阵、电感矩阵和电容矩阵分别为  $\mathbf{R}'$ 、 $\mathbf{L}'$  和  $\mathbf{C}'$ , 则

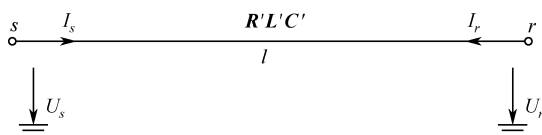


图 7-12  $n$  相耦合输电线路示意图

$$\begin{cases} \mathbf{I}_s = [i_{s1}, i_{s2}, \dots, i_{sn}]^T \\ \mathbf{U}_s = [U_{s1}, U_{s2}, \dots, U_{sn}]^T \\ \mathbf{I}_r = [i_{r1}, i_{r2}, \dots, i_{rn}]^T \\ \mathbf{U}_r = [U_{r1}, U_{r2}, \dots, U_{rn}]^T \end{cases} \quad (7-59)$$

分别为线路送端  $s$  和受端  $r$  的相电流列矢量和相电压列矢量。

首先，做一次近似，将沿线路均匀分布的电阻集中到线路的两端。由此得到  $n$  相耦合输电线路的等效电路如图 7-13 所示。图中，从  $s'$  端到  $r'$  端的  $n$  相耦合输电线路的长度仍为  $l$ ，但已变为无损线路，其单位长度的电感矩阵和电容矩阵仍为  $\mathbf{L}'$  和  $\mathbf{C}'$ ，因此

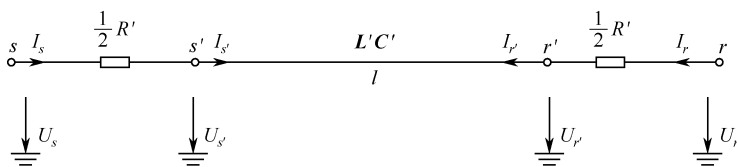


图 7-13  $n$  相耦合输电线路的等效电路

$$\begin{cases} \mathbf{I}_{s'} = [i_{s'1}, i_{s'2}, \dots, i_{s'n}]^T \\ \mathbf{U}_{s'} = [U_{s'1}, U_{s'2}, \dots, U_{s'n}]^T \\ \mathbf{I}_{r'} = [i_{r'1}, i_{r'2}, \dots, i_{r'n}]^T \\ \mathbf{U}_{r'} = [U_{r'1}, U_{r'2}, \dots, U_{r'n}]^T \end{cases} \quad (7-60)$$

分别为线路送端  $s'$  和受端  $r'$  的相电流列矢量和相电压列矢量。

根据上一节的分析结果，对于无损的  $n$  相耦合输电线路，其波动方程在模坐标下可以分解为  $n$  个独立的模量方程。例如，对于第  $k$  个模量，相应的模量波动方程为

$$\begin{cases} -\frac{\partial u_k^{(m)}}{\partial x} = L_k'^{(m)} \frac{\partial i_k^{(m)}}{\partial t} \\ -\frac{\partial i_k^{(m)}}{\partial x} = C_k'^{(m)} \frac{\partial u_k^{(m)}}{\partial t} \end{cases} \quad (7-61)$$

式中,  $u_k^{(m)}$  和  $i_k^{(m)}$  为在模坐标下的第  $k$  个模量电压和模量电流,  $L_k^{(m)}$  和  $C_k^{(m)}$  分别为  $L^{(m)}$  和  $C^{(m)}$  主对角线上的第  $k$  个元素。由此得到第  $k$  个模量的 Bergeron 模型为

$$i_{s'k}^{(m)}(t) = u_{s'k}^{(m)}(t) / Z_k^{(m)} - \text{hist}_{r'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) \quad (7-62)$$

$$i_{r'k}^{(m)}(t) = u_{s'k}^{(m)}(t) / Z_k^{(m)} - \text{hist}_{s'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) \quad (7-63)$$

这里

$$Z_k^{(m)} = \sqrt{L_k^{(m)} / C_k^{(m)}} \quad (7-64)$$

$$\tau_k^{(m)} = l \sqrt{L_k^{(m)} / C_k^{(m)}} \quad (7-65)$$

$$\text{hist}_{r'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) = u_{r'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) / Z_k^{(m)} + i_{r'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) \quad (7-66)$$

$$\text{hist}_{s'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) = u_{s'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) / Z_k^{(m)} + i_{s'k}^{(m)}(t - \tau_k^{(m)}) \quad (7-67)$$

将各模量的 Bergeron 模型集中写成矩阵形式, 对于  $s'$  端有

$$\begin{bmatrix} i_{s'1}^{(m)}(t) \\ i_{s'2}^{(m)}(t) \\ \vdots \\ i_{s'n}^{(m)}(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/Z_1^{(m)} & & & \\ & 1/Z_2^{(m)} & & \\ & & \ddots & \\ & & & 1/Z_n^{(m)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{s'1}^{(m)}(t) \\ u_{s'2}^{(m)}(t) \\ \vdots \\ u_{s'n}^{(m)}(t) \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \text{hist}_{r'1}^{(m)}(t - \tau_1^{(m)}) \\ \text{hist}_{r'2}^{(m)}(t - \tau_2^{(m)}) \\ \vdots \\ \text{hist}_{r'n}^{(m)}(t - \tau_n^{(m)}) \end{bmatrix} \quad (7-68)$$



采用矩阵符号, 方程式 (7-68) 可改写为

$$I_{s'}^{(m)}(t) = Y^{(m)} U_{s'}^{(m)}(t) - hist_{r'}^{(m)}(t - \tau) \quad (7-69)$$

上式中各量的意义参照式 (7-69) 自明。同理, 对于  $r'$  端, 也有方程:

$$I_{r'}^{(m)}(t) = Y^{(m)} U_{r'}^{(m)}(t) - hist_{s'}^{(m)}(t - \tau) \quad (7-70)$$

将方程式 (7-69) 和式 (7-70) 变回到相坐标中, 有

$$I_{s'}^{(m)}(t) = T_I Y^{(m)} T_I^T U_{s'}(t) - T_I hist_{r'}^{(m)}(t - \tau) \quad (7-71)$$

$$I_{r'}^{(m)}(t) = T_I Y^{(m)} T_I^T U_{r'}(t) - T_I hist_{s'}^{(m)}(t - \tau) \quad (7-72)$$

至此, 已得到图 7-13 中  $s'$  端到  $r'$  端之间  $n$  相无损耦合输电线路在相坐标下的模型。下面导出整条线路的模型。由图 7-13 可知

$$I_{s'}(t) = I_s(t) \quad (7-73)$$

$$U_{s'} = U_s(t) - \frac{l}{2} R' I_s(t) \quad (7-74)$$

$$I_{r'}(t) = I_r(t) \quad (7-75)$$

$$U_{r'} = U_r(t) - \frac{l}{2} R' I_r(t) \quad (7-76)$$

将式 (7-73) 和式 (7-75) 代入方程 (7-74), 式 (7-74) 和式 (7-75) 代入式 (7-76) 可得

$$I_s = [(E + \frac{l}{2} T_I Y^{(m)} T_I^T R')^{-1} T_I Y^{(m)} T_I^T] U_s(t) - [(E + \frac{l}{2} T_I Y^{(m)} T_I^T R')^{-1} T_I] hist_{r'}^{(m)}(t - \tau) \quad (7-77)$$

$$I_r = [(E + \frac{l}{2} T_l Y^{(m)} T_l^T R')^{-1} T_l Y^{(m)} T_l^T] U_r(t) - [(E + \frac{l}{2} T_l Y^{(m)} T_l^T R')^{-1} T_l] hist_{s'}^{(m)}(t - \tau) \quad (7-78)$$

上两式中,  $E$  表示单位矩阵。令

$$Y = (E + \frac{l}{2} T_l Y^{(m)} T_l^T R')^{-1} T_l Y^{(m)} T_l^T \quad (7-79)$$

$$P = (E + \frac{l}{2} T_l Y^{(m)} T_l^T R')^{-1} T_l \quad (7-80)$$

可以证明  $Y$  为对称阵, 而  $P$  一般为非对称阵。将  $Y$  和  $P$  代入式 (7-78) 和 (7-79) 可得

$$I_s(t) = Y U_s(t) - P \cdot hist_{r'}^{(m)}(t - \tau) \quad (7-81)$$

$$I_r(t) = Y U_r(t) - P \cdot hist_{s'}^{(m)}(t - \tau) \quad (7-82)$$

式 (7-80) 和式 (7-81) 即为考虑电阻的多相耦合输电线路的扩展 Bergeron 模型。

值得指出的是, 由于历史项  $P \cdot hist_{r'}^{(m)}(t - \tau)$  和  $P \cdot hist_{s'}^{(m)}(t - \tau)$  取决于端点  $r'$  和  $s'$  上当前时刻  $t$  之前某些时间点上的电流量和电压量, 因此每步计算完成之后必须附加计算端点  $s'$  和  $r'$  上的电流量和电压量, 利用式 (7-81) ~ 式 (7-82), 这是很容易办到的。

## 7.2.9 输电线路电磁暂态计算示例

某 500kV 输电线路如图 7-14 所示, 假定线路全长 400km 两根地线只在送端接地, 全线未换位, 计算线路末端单相接地, 送端空载合闸时线路末端各相电压的波形。

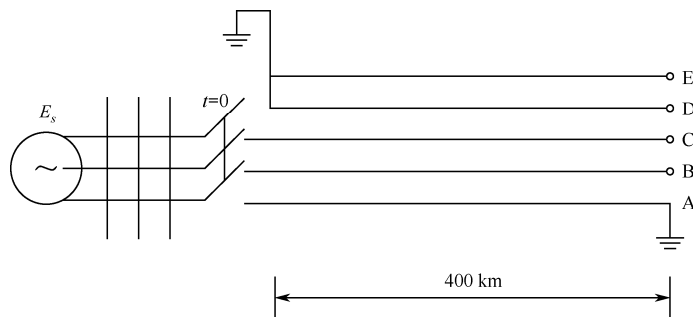


图 7-14 输电线路过电压计算示意图

已知送端系统等效电动势和各序等效电感为

$$e_{sA} = \sin(100\pi t), \quad e_{sB} = \sin(100\pi t - 120^\circ), \quad e_{sC} = \sin(100\pi t + 120^\circ)$$

$$I_{s(0)} = 3\text{mH}, \quad I_{s(1)} = 6\text{mH}, \quad I_{s(2)} = 6\text{mH}$$

在 800Hz 频率下计算得到的线路单位长度电阻、电感和电容参数矩阵（下三角）为

$$\mathbf{R}' = \begin{bmatrix} 0.727405 & & & & \\ 0.679867 & 0.727415 & & & \\ 0.674739 & 0.679867 & 0.727405 & & \\ 0.662282 & 0.661149 & 0.656991 & 1.06852 & \\ 0.656991 & 0.661149 & 0.662282 & 0.640077 & 1.06852 \end{bmatrix} \Omega/\text{km}$$

$$\mathbf{L}' = \begin{bmatrix} 1.44754 & & & & \\ 0.602803 & 1.44749 & & & \\ 0.464755 & 0.602803 & 1.44754 & & \\ 0.700332 & 0.596023 & 0.473519 & 2.15329 & \\ 0.473519 & 0.596023 & 0.700332 & 0.503842 & 2.15329 \end{bmatrix} \text{mH}/\text{km}$$

## 7.3 交直流混联电网机电暂态数字仿真

### 7.3.1 交直流电力系统机电暂态仿真的基本原理

在交直流电力系统机电暂态仿真中，交流系统与直流系统是分别独立求解的，直流系统对交流系统的作用几乎无例外地被看作一个变化的负荷或电源，通常用挂在换流站交流母线上的变功率支路来模拟，直流输电的快速调节特性通过改变这个变功率支路上的功率来实现，如图 7-15 所示。而交流系统对直流系统的作用，其模拟方法视采用的直流输电系统模型而定。根据对直流输电系统极控制器及线路模拟的详细程度，可以将直流输

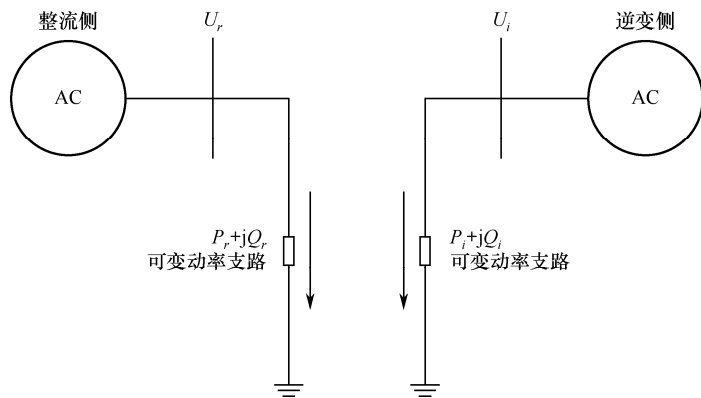


图 7-15 直流系统在交流系统中的等效作用

电系统的模型分为两种基本类型：一种是响应特性模型(Response Models, Functional Models, Performance Models)，另一种是详细模型。不管是响应特性模型还是详细模型，对直流输电的主控制都进行了详细模拟。

### 7.3.2 直流输电系统的响应特性模型

直流输电系统的响应特性模型是一种通用模型，其基本特点是只模拟控制的结果，而不模拟控制系统本身。因为尽管直流输电系统在极控制器有很多变化，但不同的极控制器其响应特性基本上是一致的，这就是响应特性模型的理论基础。在响应特性模型中，直流线路的动态特性被合并到极控制器的动态特性中集中模拟，因而直流线路在响应特性模型中只是一个电阻。响应特性模型的具体实现过程：首先，直流电流和直流电压以一定的时间延迟跟踪直流电流和直流电压的参考值，这个时间延迟用以模拟直流控制器和直流线路的时间响应特性，当然，这个时间延迟可以取为零；其次，根据已知的直流电流和直流电压计算出相应的触发控制角并与触发控制角的极限值相比较，如果有一个触发控制角越限，就表示直流控制模式发生了一次切换，此时，应将直流控制模式切换到新的控制模式下，并重新计算触发控制角；最后，计算注入交流系统的有功功率和无功功率。

直流输电系统的响应特性模型可以被分为 3 个部分，即交流系统控制器模型、直流系统控制器模型和交直流系统接口模型。直流系统控制器的总体框图如图 7-16 所示。其功能是根据直流功率、直流电流和直流电压的设定值，确定直流电流和直流电压的参考值（实际值）。当整个直流输电系统的运行模式是按定功率运行时，首先，需要将直流功率的设定值转化为直流电流的设定值，转化时需要考虑实际直流电压是否大于

一定的限值，如实际直流电压太小的话，直流电流设定值就采用额定工况下的直流电流值，即此时定功率控制不起作用。直流功率设定值转化为直流电流设定值的框图如图 7-17 所示。直流电流和直流电压从设定值到参考（实际值）的传递函数框图结构几乎相同，以整流侧定电流控制器为例，其传递函数框图结构如图 7-18 所示，其中  $G_1(s)$  表示电流调节器和直流线路的动态特性，可以用一阶惯性环节或二阶振荡环节来模拟。

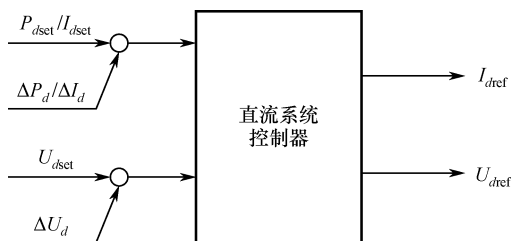


图 7-16 直流系统控制器总体框图

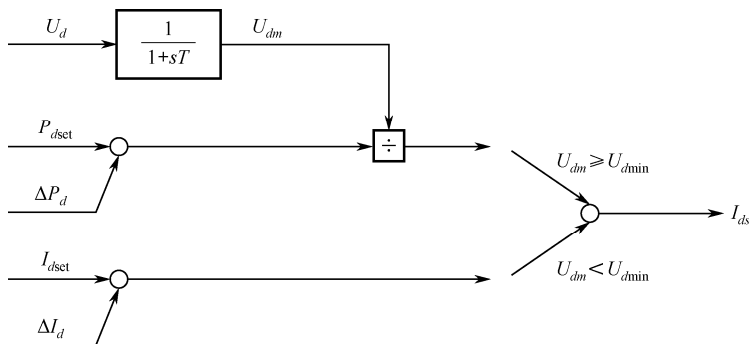


图 7-17 直流功率设定值转化为直流电流设定值

交直流系统接口模型的总体框图如图 7-19 所示，其功能是根据直流电流和直流电压的参考值、两侧交流系统的电压值、直流系统控制模式确定直流系统的电流和电压、两侧交流系统的有功和无功以及两侧换流器的触发控制角。本模块首先确定直流系统当前运行在何种控制模式下，在控制模式确定以后再计算注入两侧交流系统的功率。通常考虑的控制

模式为如下 4 种：

- (1) 整流侧定电流控制，逆变侧定关断角控制。
- (2) 整流侧  $\alpha_{\min}$  控制，逆变侧定电流控制。
- (3) 控制模式 (1) 和 (2) 转换过程的一种中间状态，整流侧按某个  $\alpha$  角控制，逆变侧按某个  $\gamma$  角控制，这种中间控制模式只在直流系统启动或故障后直流系统的恢复过程中有可能出现，其持续时间非常短暂。
- (4) 整流侧按定电流控制，逆变侧按定电压控制。

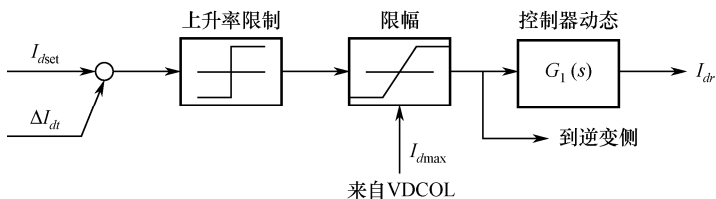


图 7-18 整流测定电流控制器传递函数框图

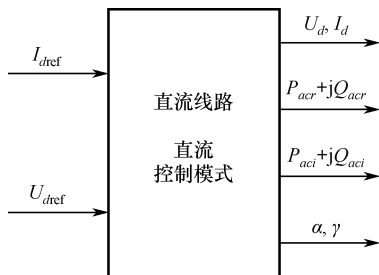


图 7-19 交直流系统接口模型总体框

### 7.3.3 机电暂态仿真中与发电机模拟相关的几个问题

#### 1. 发电机转子运动方程中 $D$ 系数的意义和取值原则

发电机的转子运动方程为

$$T_J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - D(\omega - 1) \quad (7-83)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = (\omega - 1)\omega_0 \quad (7-84)$$

式(7-83)和式(7-84)中,  $T_J$ 为发电机组的惯性时间常数, 单位为 s;  $\omega$ 为发电机的转速, 单位为 rad/s;  $T_m$ 和  $T_e$ 分别为机械转矩和电磁转矩, 单位为 N·m;  $D$ 为阻尼系数, 单位为 N·m;  $\delta$ 是发电机相对于同步旋转坐标系的角度, 单位为 rad;  $\omega_0$ 为同步转速, 单位为 rad/s;  $t$ 为时间, 单位为 s。

发电机阻尼系数  $D$  的取值取决于发电机模型的种类, 特别与是否考虑阻尼绕组有关。如果发电机模型已考虑了阻尼绕组的作用, 则阻尼系数  $D$  仅仅用来考虑发电机的机械风阻, 通常在暂态稳定计算时机械风阻可以忽略, 即  $D$  系数取零。传统上, 如果负荷模型中不考虑负荷的频率调节效应, 则可以用发电机阻尼系数  $D$  来近似模拟发电机附近负荷随速度变化而具有的阻尼, 主要是由电动机负载引起的负载效应, 这种情况下, 常用的阻尼系数  $D$  的标么值为 1~3, 对于含有大量水泵、风扇以及其他工业负荷的系统,  $D$  的推荐值为 2.0。

## 2. 关于原动机和调速器的模拟问题

一般认为, 电力系统的机电暂态稳定性主要取决于如下 3 个因素:

- (1) 电网结构。
- (2) 旋转备用和动态无功备用。
- (3) 继电保护和稳定控制系统。

而原动机及其调速系统的模拟将主要影响决定系统稳定性的第 2 个



因素，即旋转备用的大小。图 7-20 为水轮机及其调速系统的简化数学模型，图 7-21 为 IEEE 推荐的汽轮机及其调速系统的数学模型。在这些模型中，有两个参数是在机电暂态仿真中必须搞准的，否则会对计算结果有较大影响。第 1 个参数是输出功率限值  $P_{\max}$ ，因为它代表了发电机旋转备用的大小，如果  $P_{\max}$  不准确的话，将对系统的频率响应特性造成很大的影响，特别是在系统失去大电源的情况下。第 2 个参数是调差率的倒数  $K$ ，它直接影响旋转备用在各发电机组中的分配比例。

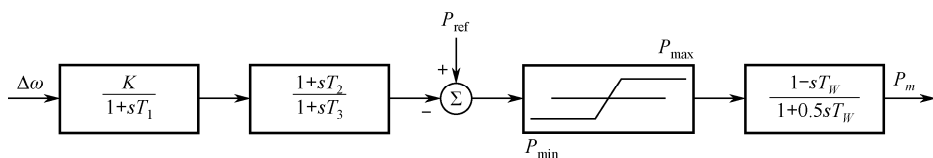


图 7-20 水轮机及其调速系统简化数学模型

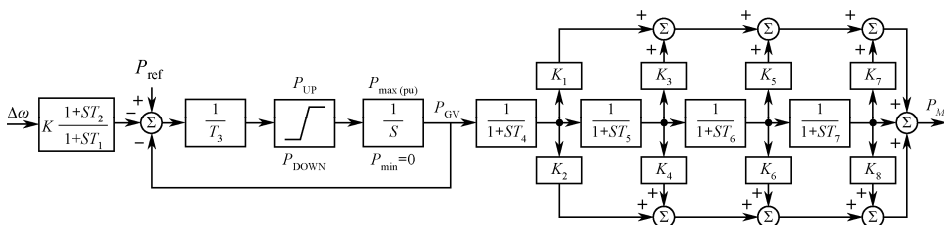


图 7-21 汽轮机及其调速系统数学模型

### 3. 关于励磁系统的数学模型和参数整定问题

发电机励磁系统的性能对于电力系统稳定性有很大影响，而在机电暂态仿真中励磁系统性能的好坏取决于对其模型参数的设置。尽管目前电力系统中四大参数的测试已取得了很显著成果，但在很多情况下发电机励磁系统的参数仍然是不确定的。

(1) 在电力系统规划、设计阶段，待建机组励磁系统的模型与参数均未知。

(2) 在电力系统日常运行计算中,有时也难以得到实际励磁系统的模型与参数。

(3) 对于不同的电力系统分析软件,关于励磁系统的模型和参数很不一致,有时很难转换。

在这种情况下,对发电机励磁系统的模拟也可借鉴直流输电系统的响应特性模型(Re-sponse Model),即不一定对发电机的励磁控制系统本身进行详细模拟,而只模拟励磁系统的控制结果,即使其响应特性满足国家标准的要求。

常规响应三机系统电压响应时间较慢,一般为  $0.2\sim 0.5\text{s}$ ; HIR 三机系统电压响应时间较快,一般不大于  $0.1\text{s}$ 。无刷励磁系统本质还是三机励磁系统,只是励磁机和发电机转子结构与三机系统不同,取消了发电机转子集电环。无刷励磁系统也分为常规响应和 HIR 两种。大型水轮发电机组和装在坑口电站的大型汽轮发电机组一般采用电压源静止励磁控制系统;三机系统一般被大型汽轮发电机组选用,水轮发电机组一般不选用;容量大于  $600\text{MW}$  的汽轮发电机组、核发电机组和燃气轮发电机组几乎全部选用无刷励磁系统。

### 1) 大信号特性

所谓大信号特性是指信号响应足够大,使得系统的非线性不能忽略。大信号特性用来衡量励磁系统对于系统暂态稳定性的影响,要求在发电机额定负载运行的条件下进行测试。大信号特性主要的技术指标分为两种:

(1) 对于常规响应励磁系统,技术指标为顶值电压倍数和励磁电压响应比。

(2) 对于高起始响应励磁系统，技术指标为顶值电压倍数和励磁电压响应时间。

### 2) 小信号特性

所谓小信号特性是指信号响应足够小，使得系统的非线性可以忽略不计。小信号特性用来衡量励磁系统对系统增量（如负荷增量、电压增量等）的调节性能，要求在发电机空载运行的条件下进行测试。小信号特性主要的技术指标为上升时间、调整时间、超调量和振荡次数。其国家标准指标为超调量小于或等于 50%，调整时间小于或等于 10s，振荡次数小于或等于 3 次。

对上述 3 种主要励磁系统，其响应特性的国家标准见表 7-3。当选定了一种励磁系统模型以后，可以通过参数辨识和优化的方法使该励磁系统模型同时满足小信号性能指标和大信号性能指标，但为了使计算结果有一定的裕度，参数设置时只要使发电机的动态性能指标刚好满足国家标准就可以了。

表 7-3 励磁系统动态性能标准

|          | 顶值倍数                | 响应时间               | 响应比                   |
|----------|---------------------|--------------------|-----------------------|
| 静止励磁系统   | $\geq 2.0\text{pu}$ | $\leq 0.08$        | —                     |
| 常响应三机系统  | $\geq 2.0\text{pu}$ | —                  | $\geq 2.0\text{pu/s}$ |
| HIR 三机系统 | $\geq 2.0\text{pu}$ | $\leq 0.1\text{s}$ | —                     |

参数辨识就是将一个模型结构已知，但参数未知的系统看作一个黑箱系统，给定一个输入信号，测量其输出响应作为目标响应，然后按照迭代算法，从参数初值开始迭代，使输出响应不断逼近目标响应，满足迭代误差后，即可确定系统参数。

励磁系统参数辨识的主要目标是使励磁系统的大信号特性符合技术指标要求。在发电机额定负载运行条件下,给电压量测环节加一个阶跃输入信号,用顶值电压和励磁电压响应时间(或励磁电压响应比)描述励磁电压在此输入信号下的目标响应,然后对励磁系统参数进行辨识。

参数优化就是在满足系统约束条件下,使给定目标取得最小值。励磁系统参数优化是为了使励磁系统具有最优的小信号动态调节性能。参数优化的关键在于目标函数的选取。对于励磁系统参数优化,通常有两种目标函数:一是 ISE 准则;二是 ITAE 准则。

所谓 ISE 准则,是指系统的误差函数  $e(t)$  的平方对于时间  $t$  的积分达到最小,系统的调节性能最佳,即目标函数为

$$\min J = \int_0^T e^2(t) dt \quad (7-85)$$

所谓 ITAE 准则,是指时间  $t$  与系统误差函数  $e(t)$  的绝对值的乘积对于时间  $t$  的积分达到最小,系统的调节性能最佳,即目标函数为

$$\min J = \int_0^T t |e(t)| dt \quad (7-86)$$

两种最佳调节准则相比,ITAE 准则系统误差选择性能好,系统超调量较小。一般,采用 ISE 准则下,系统超调量为 15% 左右;采用 ITAE 准则,系统超调量为 5% 左右。因此,对于励磁系统小信号特性这种既要求有一定快速性,又要求有一定平稳性的调节对象来说,选择 ITAE 准则较好。

根据控制理论可知,励磁系统小信号特性的各种技术指标具有相互

制约的作用,不可能同时达到最优。例如,如果系统上升时间减小,则超调量会变大,摆动次数也会增加。所以在进行参数优化时,必须综合考虑各种小信号调节特性。为解决这个问题,在励磁系统参数优化时,可将超调量作为一个约束条件,让励磁系统在满足超调量约束的条件下,上升时间和调整时间尽可能小。

由于励磁系统的所有参数是由大信号特性试验和小信号特性试验共同确定的,而两种试验又是在不同运行条件下分别进行的。因此,励磁系统参数的辨识与优化必须分别在不同的仿真试验中进行。这就使选择辨识与优化的参数变得非常关键,其基本要求是使辨识参数和优化参数所决定的响应特性基本解耦:当选定的辨识参数变化时,不影响励磁系统的小信号特性(或影响非常小);当选定的优化参数变化时,不影响励磁系统的大信号特性(或影响非常小)。

励磁系统参数辨识与优化步骤:

(1) 建立励磁系统和发电机数学模型,并设置发电机参数和励磁系统参数初值。

(2) 选择需要辨识的励磁系统参数,要求所选定的参数不影响励磁系统的小信号特性。

(3) 用励磁顶值电压和励磁电压响应时间(或励磁电压响应比)描述大信号特性的目标输出响应。

(4) 在发电机额定负载运行条件下,做励磁系统大信号特性仿真试验,并对励磁系统参数进行辨识。

(5) 用已辨识好的励磁系统参数代替原来的初值参数。

(6) 选择需要优化的励磁系统参数,要求所选定的参数不影响励磁

系统的大信号特性。

(7) 设置参数优化的目标函数的约束函数。

(8) 在发电机空载运行条件下，做励磁系统小信号特性仿真试验，并对励磁系统参数进行优化。

(9) 用已优化好的励磁系统参数代替原来的初值参数。

## 参考文献

- [1] 武晓. 交直流混联系统输电线路继电保护关键问题研究[D]. 成都: 西南交通大学, 2015.
- [2] KRISHANAYYA P C S. An evaluation of the R&D requirements or developing HVDC converter stations for voltage above 600k V[C]. CIGRE 1988 Session, 1988: 14-17.
- [3] 胡艳梅. 交直流混联电力系统静态电压稳定性分析及 FACTS 优化配置研究[D]. 北京: 北京交通大学, 2014.
- [4] 陆明. 特高压交直流混联系统谐波特性研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2014.
- [5] UHLMANN E. Stabilization of an AC link by a parallel DC link[J]. Direct Current, 1964, 8: 89-94.
- [6] PATTERSON W A. External control system on Eel River HVDC scheme[J]. On Automatic Control, Univ. of New Brunswick, 1973, 9.
- [7] 郭倩雯. 直流偏磁对交直流混联系统运行的影响及系统主动响应对策研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2015.
- [8] 黄震. 多馈直流系统接入对交流电网的影响及混联系统关键问题研究[D]. 成都: 西南交通大学, 2011.
- [9] 张恺. 交直流混联电网大扰动稳定特性分析与控制策略研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2014.
- [10] HAMMAD A E, KUHN W. A computation A algorithm For assessing voltage Stability at AC/DC interconnection[J]. IEEE Transaction on Power system, 1986, PWRS-I(1): 209-216.
- [11] CANIZARES C A, ALVARADO F L. Point of Collapse and Continuation Methods for Large AC/DC Systems[J]. IEEE Transaction on Power System, 1993, 8(1): 1-7.
- [12] CANIZARES C A, ALVARADO F L. Point of Collapse Methods applied to AC/DC power systems[J]. IEEE Transaction on Power System, 1992, 7(2): 673-683.
- [13] 董毅峰. 交直流混联电力系统潮流算法研究[D]. 天津: 天津大学, 2009.
- [14] 赵志伟. 特高压交直流混联电网等值计算及其相关继电保护研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2014.
- [15] 周浩. 特高压交直流输电[M]. 杭州: 浙江大学出版社, 2017.
- [16] 陈安伟. 特、超高压多回并行交直流输电线路运维检修技术[M]. 北京: 中国电力出版社,

2016.

- [17] 贺家李. 特高压交直流输电保护与控制技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2014.
- [18] 刘振亚. 特高压交直流电网[M]. 北京: 中国电力出版社, 2013.
- [19] 周浩. 特高压交直流输电技术[M]. 杭州: 浙江大学出版社, 2014.
- [20] [意]吉安路易吉·米格里瓦卡. 未来输电网的先进技术[M]. 朱革兰, 等译. 北京: 机械工业出版社, 2016.
- [21] ANDERSSON G, LISS G. Improving Voltage Stability in Power Systems with HVDC Converters[J]. IEEE International Conference on Advances in Power System Control, 1991, 11: 698-703.
- [22] PILOTTO L A S, HAMMAD A E. Transient AC Voltage Related Phenomena for HVDC Schemes Connected to Weak AC System[J]. Transactions on Power Delivery, 1992, 7(3): 396-1404.
- [23] 张文峰. 交直流互联受端电网故障特征变异分析[M]. 北京: 中国电力出版社, 2015.
- [24] 陈凯, 段翔颖, 郭小江. 特高压交直流混联电网稳定控制分析[J]. 电力建设, 2016, 37(1): 64-69.
- [25] “大规模交直流混联电网运行特性、风险及控制技术”专题征稿启事[J]. 电网技术, 2016, 40(1): 138.
- [26] 蔡晖, 孟繁骏, 葛毅, 等. 特高压交直流混联背景下的江苏电网区外来电消纳能力分析[J]. 电力建设, 2016, 37(2): 100-106.
- [27] 李兆伟, 翟海保, 刘福锁, 等. 多馈入交直流混联受端电网直流接入能力研究评述[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(8): 142-148.
- [28] 常鲜戎, 李衍孜. 交直流混联系统节点网损微增率算法[J]. 电网技术, 2016, 40(4): 1081-1086.
- [29] 李明节. 大规模特高压交直流混联电网特性分析与运行控制[J]. 电网技术, 2016, 40(4): 985-991.
- [30] 程林, 王旭, 黄俊辉, 等. 基于配网重构的交直流混联配电网可靠性分析[J]. 电力建设, 2016, 37(5): 2-9.
- [31] 陈和升, 卫志农, 孙国强, 等. 考虑换流器控制特性的交直流混联微电网状态估计[J]. 电力建设, 2016, 37(5): 91-99.
- [32] 凌卫家, 孙维真, 叶琳, 等. 浙江交直流混联受端电网静态稳定分析[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(15): 164-170.



- [33] 赵腾, 张焰, 叶冠豪, 等. 多回特高压直流分层馈入模式下交直流混联系统的稳态特性分析[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(8): 157-164.
- [34] 焦在滨, 金吉良, 行武, 等. 交直流混联电网自适应交流过电压保护方案的研究[J]. 电网技术, 2016, 40(8): 2541-2547.
- [35] 吴萍, 陈昊, 赵兵, 等. 风光火打捆交直流混联外送系统交互影响及稳定性研究[J]. 电网技术, 2016, 40(7): 1934-1942.
- [36] 陈湘, 刘兵, 任大江, 等. 交直流混联系统直流功率转移对交流电压的影响[J]. 电网技术, 2016, 40(7): 1957-1961.
- [37] 曾磊磊, 杨琦, 曾鑫. 交直流混联电网的关键脆弱线路辨别[J]. 电力系统及其自动化学报, 2016, 28(7): 106-111.
- [38] 任必兴, 杜文娟, 王海风, 等. UPFC 接入对江苏特高压交直流混联电网的动态交互影响研究[J]. 电网技术, 2016, 40(9): 2654-2661.
- [39] 曹佳, 严正, 李建华, 等. 含风电场交直流混联系统的概率潮流计算[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(11): 94-101.
- [40] 翁爽. 直面交直流混联的挑战[J]. 国家电网, 2016, (10): 32-34.
- [41] 徐敏, 蔡泽祥, 韩昆仑, 等. 交直流混联电网中交流暂态侵入对直流继电保护的影响分析[J]. 高电压技术, 2014, 40(11): 3618-3625.
- [42] 李佳, 刘天琪, 李兴源, 等. 交直流混联系统的静态电压稳定概率评估[J]. 四川大学学报(工程科学版), 2015, 47(2): 151-157.
- [43] 刘可真, 梁松涛, 束洪春, 等. 过渡电阻对特高压交直流混联电网暂态功率倒向的影响分析[J]. 高电压技术, 2015, 41(4): 1257-1261.
- [44] 赵祥, 张师, 周毅博, 等. 风火打捆交直流混联送端系统暂态稳定性分析[J]. 智能电网, 2015, 3(7): 594-602.
- [45] 杨堤, 程浩忠, 姚良忠, 等. 多端直流输电接入下的交直流混联系统电压稳定性研究综述[J]. 电网技术, 2015, 39(8): 2201-2209.
- [46] 张振安, 黄少伟, 梁易乐, 等. 基于主从博弈的交直流混联系统主动防御策略设计[J]. 电工电能新技术, 2015, 34(10): 10-16.
- [47] 李瑞芳, 曹晓斌, 张先怡, 等.  $\pm 800\text{kV}/500\text{kV}$  交直流混联输电线路反击耐雷水平[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(10): 101-106, 114.
- [48] “大规模交直流混联电网运行特性、风险及控制技术”专题征稿启事[J]. 电网技术, 2015, 39(11): 3034.

- [49] 唐晓骏, 程振龙, 张鑫, 等. 交直流混联系统电压稳定在线评估体系[J]. 电网技术, 2014, 38(5): 1175-1180.
- [50] 陈灿旭. 一起交直流混联系统事故原因分析及整改措施[J]. 电网技术, 2014, 38(5): 1328-1333.
- [51] 叶冠豪, 张焰, 黄华炜. 特高压交直流混联电网大停电防控方法的协调配合[J]. 华东电力, 2014, 42(7): 1316-1321.
- [52] 郑伟业, 吴文传, 张伯明, 等. 基于内点法的交直流混联系统抗差状态估计[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(21): 1-8.
- [53] 张健康, 索南加乐, 栗小华, 等. 交直流混联电网发电机失步保护与直流低电压保护协调[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(8): 92-97.
- [54] 朱红萍, 罗隆福. 直流调制策略改善交直流混联系统的频率稳定性研究[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(16): 36-43.
- [55] 裘愉涛, 陈水耀, 杨恢宏, 等. 交直流混联系统突变量方向元件适用性研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(13): 115-120.
- [56] 张健康, 索南加乐, 孙成, 等. 基于参数识别的纵联保护在交直流混联电网中的应用研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(24): 34-39.
- [57] 张健康, 索南加乐, 何方明, 等. 交直流混联电网工频变化量距离保护动作特性分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(4): 98-103.
- [58] 屠竞哲, 甘德强, 辛焕海, 等. 考虑连锁故障风险的交直流混联系统容量最优分配[J]. 电网技术, 2013, 37(9): 2492-2499.
- [59] 汪隆君, 王钢, 李博. 交直流混联输电系统充裕度评估的最优负荷削减模型[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(7): 7-12.
- [60] 张健康, 索南加乐, 杨黎明, 等. 交直流混联电网过电压保护应用分析[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(12): 95-100.
- [61] 谢绍宇, 王秀丽, 王锡凡. 交直流混联系统可靠性评估[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(7): 10-16.
- [62] 张健康, 索南加乐, 焦在滨, 等. 交直流混联电网突变量选相元件动作性能分析[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(17): 76-80.
- [63] 索南加乐, 张健康, 张军民, 等. 交直流混联系统对变压器保护性能的影响及解决措施[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(3): 101-106.
- [64] 索南加乐, 张健康, 刘林林, 等. 交直流混联系统对距离保护暂态超越的影响及解决措

- 施[J]. 西安交通大学学报, 2010, 44(4): 57-61.
- [65] 索南加乐, 张健康, 焦在滨, 等. 交直流混联电网交流系统故障特征分析[J]. 高电压技术, 2010, 36(6): 1461-1467.
- [66] 冯永青, 李鹏, 梁寿愚. 大规模交直流混联电网在线静态安全分析[J]. 南方电网技术, 2010, 4(3): 12-16.
- [67] 杨海涛. 大规模高压交直流混联电网安全监控方案探讨[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(20): 17-21.
- [68] 张学, 裴玮, 邓卫, 等. 含恒功率负载的交直流混联配电系统稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(19): 5572-5582, 5834.
- [69] 余秀月, 宋少群, 郭瑞鹏, 等. 含电压源换流器的交直流混联电网无功优化模型[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(19): 148-153.
- [70] 徐箭, 王甜. 交直流混联电力系统的短路容量及电压稳定在线监测方法研究[J]. 武汉大学学报(工学版), 2017, 50(1): 64-68, 96.
- [71] 程林, 汪莹, 宋福龙, 等. 柔性交直流混联电网系统级可靠性评估[J]. 电力建设, 2017, 38(3): 55-62.
- [72] 邹朋, 江伟, 王渝红, 等. 交直流混联电力系统频率协调控制策略[J]. 水电能源科学, 2017, 35(3): 182-185.
- [73] 谢海鹏, 何剑, 别朝红, 等. 基于二阶锥切负荷模型的大规模交直流混联电网可靠性评估[J]. 电网技术, 2016, 40(12): 3761-3767.
- [74] 杨堤, 程浩忠, 马则良, 等. 考虑静态和暂态电压稳定的交直流混联系统综合无功规划方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11): 3078-3086, 3363.
- [75] 郭琦. 交直流混联电网运行控制实时仿真技术研究[J]. 南方电网技术, 2017, 11(3): 59-64.
- [76] 杨金刚, 李顺昕, 张海波, 等. 交直流混联系统稳控分析的技术手段研究[J]. 华北电力技术, 2017, (4): 1-6.
- [77] 张宁宇, 周前, 唐竞驰, 等. 适用于交直流混联受端电网的机组组合模型及算法[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(11): 77-84, 105.
- [78] 杨堤, 程浩忠, 马则良, 等. 考虑直流电压交互影响的交直流混联系统无功规划[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(4): 96-101, 108.
- [79] 关欣, 余向阳, 南海鹏. 交直流混联系统联络线功率振荡分析与抑制[J]. 高电压技术, 2017, 43(5): 1564-1571.

- [80] 苗丹, 刘天琪, 王顺亮, 等. 含柔性直流电网的交直流混联系统潮流优化控制[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(12): 70-76.
- [81] 陈和升, 卫志农, 沈海平, 等. 基于序分量的孤岛交直流混联微电网三相解耦潮流算法[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(9): 31-37, 45.
- [82] 荆勇, 杨晋柏, 李柏青, 等. 直流调制改善交直流混联系统暂态稳定性的研究[J]. 电网技术, 2004, (10): 1-4.
- [83] 曾艳, 任震, 余涛. 基于调制迭代谐波分析法的交直流混联输电系统多谐波源研究[J]. 电网技术, 2006, (11): 26-29, 61.
- [84] 束洪春, 董俊, 孙士云, 等. 重合时序对交直流混联输电系统暂态稳定裕度的影响[J]. 电力系统自动化, 2006, (19): 73-76.
- [85] 束洪春, 董俊, 孙士云, 等. 直流调制对南方电网交直流混联输电系统暂态稳定裕度的影响[J]. 电网技术, 2006, (20): 29-33.
- [86] 王路, 李兴源, 罗凯明, 等. 交直流混联系统的多速率混合仿真技术研究[J]. 电网技术, 2005, (15): 23-27.
- [87] 孟瑞龙, 张新燕, 王维庆, 等. 大规模直驱风电场与交直流混联系统相互影响分析[J]. 可再生能源, 2013, 31(12): 48-53.
- [88] 束洪春, 孙士云, 张加贝, 等. 云电送粤交直流混联系统全过程动态电压稳定研究[J]. 中国电力, 2008, 41(10): 1-4.
- [89] MEI G H, SUN Y Z, LIU Y C. Simulation on DC Current Distribution in AC Power Grid under HVDC Ground-Return-Mode[J]. Journal of Electromagnetic Analysis and Applications, 2012, 02(7).
- [90] ARABI S, KUNDUR P, SAWADA J H, et al. Appropriate HVDC Transmission Simulation Models for Various Power system Stability Studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems: A Publication of the Power Engineering Society, 1998, 13(4): 1292-1297.
- [91] JOVCIC D, PAHALAWATHTHA N, ZAVAHIR M, et al. Analytical Modelling of HVDC-HVAC Systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1999, 14(2): 506-511.
- [92] DRAGAN J, PAHALAWATHTHA N, MOHAMED Z, et al. Analytical Modeling of HVDC-HVAC Systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1999, 14(2): 506-511.
- [93] JOVCIC D, PAHALAWATHTHA N, ZAVAHIR M, et al. Investigation of the Use of Inverter Control Strategy Instead of Synchronous Condensers at Inverter Terminal of an HVDC System[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2000, 15(2): 704-709.